

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

"ANALISIS DE CONTINGENCIA EN EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO S.N.I."

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización:

POTENCIA

Presentado por:

RAFAEL ERNESTO SALAO PAREDES

JULIO FERNANDO MASACHE MASACHE

Guayaquil – Ecuador

2006

AGRADECIMIENTO

AL DR. CRISTOBAL MERA DIRECTOR DEL PROYECTO, POR SU AYUDA Y COLABORACIÓN PARA LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO

A LOS ING GUSTAVO BERMUDEZ, ING JORGE CHIRIBOGA, ING. CHRISTIAN ORTEGA, ING. CARLOS BENAVIDES E ING. CEVALLOS, POR SU APOYO DESINTERESADO PARA QUE NOS FORMEMOS COMO MEJORES PROFESIONALES.

AL EC. GUILLERMO SALAO PAREDES, SRTA ORLY DEL ROCIO MASACHE, EC. MARÍA SALAO PAREDES, SRA. DIANA MURILLO DE MASACHE SR. DAVID SALAO PAREDES, ING. PATRICIA APARICIO, ING JOSE LUIS GOMEZ, SR. REGULO VISCARRA, SRTA. MABEL CORREA, Y AL SR. MITO POR SU GRANITO DE ARENA QUE AYUDARON A FORMAR DOS NUEVOS INGENIEROS.

DEDICATORIA

A MIS PADRES

ABG. JULIO CESAR MASACHE CRIOLLO

SRA. CARMEN ORLANDINE MASACHE

A MI ESPOSA DIANA

A OSWALDO Y ORLY

POR SU INFINITO AMOR

Y PREOCUPACION DURANTE

TODA MI CARRERA

ING. JULIO MASACHE

DEDICATORIA

PROFUNDAS SON LAS PALABRAS QUE PUEDO ESCRIBIR PARA DAR LAS GRACIAS A LAS DOS PERSONAS LAS CUALES SON LAS MAS IMPORTANTES DE MI VIDA MIS PADRES.

ESTE TRIUNFO QUE HOY TENGO ES ABSOLUTAMENTE SU OBRA, SIN ELLOS JAMAS HUBIERA PODIDO DECIR QUE SOY UN INGENIERO GRADUADO DE LA ESPOL.

ES POR ESO QUE HAGO EN ESTAS LINEAS UNA PÚBLICA DEDICATORIA DE ESTE TRABAJO A ELLOS:

EL SR. EC GUILLERMO SALAO MORENO

Y

LA SRA. EC. ANA CATALINA PAREDES

LO UNICO QUE ME QUEDA POR DECIR ES NUEVAMENTE GRACIAS, SE QUE PASARON POR MOMENTOS MUY DIFICILES Y PRIVACIONES DE TODO TIPO EN EL TRANCURSO DE TODOS ESTOS AÑOS, PERO NUNCA SE RINDIERON PARA LOGRAR QUE SU HIJO PUDIERA GRADUARCE.

LOS AMO.

ATTE

ING. RAFAEL SALAO PAREDES

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este trabajo de graduación, nos corresponde exclusivamente; y del patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

RAFAEL ERNESTO SALAO PAREDES

JULIO FERNANDO MASACHE MASACHE

TRIBUNAL DE GRADO

Dr. Cristóbal Mera
Director de Tópico

Ing. Gustavo Bermúdez
Decano de la FIEC
Vocal Principal

Ing. Hólger Cevallos
Sub-Decano de la FIEC

Ing. Jorge Chiriboga
Vocal Principal

INDICE GENERAL

	Pág.
AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
DECLARACION EXPRESA	V
TRIBUNAL DE GRADO	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE TABLAS	XVI
INDICE DE FIGURAS	XXX
GLOSARIO DE TERMINOS	XXXIV
RESUMEN	XXXVI
INTRODUCCIÓN	1
Capitulo 1. Generalidades	3
1.1 Importancia del Tema.....	3
1.2 Objetivos del Tema.....	5
1.3 Alcance del Tema.....	5

Capítulo 2. Estudio Conceptual sobre Seguridad	8
2.1 Introducción.....	8
2.2 Propuesta Conceptual	9
2.3 Análisis de la Seguridad	17
Capítulo 3. Métodos para evaluar la operación del sistema debido a contingencias	28
3.1 Antecedentes	28
3.2 Criterios Determinísticos.....	30
3.2.1 Criterio N-1	33
3.2.2 Criterio N-2	34
3.3 Criterio Probabilístico	35
3.3.1 Técnica de enumeración de estados	37
3.3.2 Simulación de Monte Carlo	39
3.3.3 Índices Probabilísticos	41
Capítulo 4. Desarrollo del procedimiento para la realización del Análisis de Contingencia	45
4.1 Generalidades.....	45

4.2 Definición del Caso Base.....	50
4.3 Demanda del Sistema.....	52
4.4 Modelado de los estados de los componentes	55
4.4.1 Modelado de los estados de los componentes por el método determinístico	55
4.4.2 Modelado de los estados de los componentes por el método probabilístico	56
4.4.2.1 Verificación de los Índices Probabilísticos	56
4.5 Definición de Estados de Generación-Transmisión	59
4.5.1 Definición de Estados de Generación-Transmisión por el Criterio Determinístico.....	60
4.5.2 Definición de Estados de Generación-Transmisión por el Criterio Probabilístico	63
4.6 Utilización del Programa Power World Simulador para el análisis de contingencias.	64
4.7 Simplificaciones realizadas al S.N.I. 2005.....	66
4.8 Unifilar del S.N.I. según las simplificaciones realizadas	67
4.9 Análisis de Contingencia.....	68
4.9.1 Método de Flujo de Potencia AC	69
4.9.2 Selección de Contingencias.....	70
4.10 Medidas para la solución de las contingencias seleccionadas ..	84

4.10.1 Medidas para Contingencias	84
4.10.2 Margen de Reserva del Sistema MRS.....	85
Capitulo 5. Cálculo y Análisis de Resultados.....	87
5.1 Método Determinístico: Análisis y Solución de las contingencias seleccionadas	89
5.2 Método Probabilístico: Análisis y Solución de las contingencias seleccionadas	188
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	197
BIBLIOGRAFIA.....	204
ANEXOS.....	208
ANEXO A: Tasas del Sistema Nacional Interconectado S.N.I.	209
A.1 Tasas de Disponibilidad Forzada FOR y Tasas de Frecuencia de Fallas Anuales FR.....	209
A.2 Tasas FOR para las Líneas de Transmisión y Transformadores de Potencia del S.N.I.....	212

A.3 Tasa de Indisponibilidad Forzada FOR para los Generadores del S.N.I.	214
A.4 Estadísticas de Interrupciones (CEPEL).....	216
ANEXO B: Modelado de los componentes del Sistema S.N.I.....	221
B.1 Áreas	221
B.2 Barras	221
B.3 Líneas de Transmisión	223
B.4 Transformadores de 2 Devanados.....	226
B.5 Transformadores de 3 Devanados.....	228
B.6 Generadores.....	232
B.7 Cargas	234
B.8 Capacitores y Reactores	235
ANEXO C: Demanda de Carga por Subestación y por Periodo.....	238
ANEXO D: Prueba de Bondad de Ajuste Kolmogorov Smirnov y el Diagrama Probabilístico	240
D1. Tasa de Indisponibilidad Forzada para Transformadores 138/69/13.8 KV (FOR1).....	244

D.2 Tasa de Indisponibilidad Forzada para Líneas de 138 KV C, C1, C2 (FOR2)	248
D.3 Tasa de Indisponibilidad Forzada para Líneas de 230 KV C, C1, C2 (FOR3)	252
D.4 Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales para Transformadores 138/69/13.8 KV (FR1)	256
D.5 Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales para Líneas de 138 KV C, C1, C2 (FR2)	260
D.6 Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales para Líneas de 230 KV C, C1, C2 (FR3)	264
ANEXO E: Distribuciones de Probabilidades.....	269
E1: Distribución Exponencial	269
E2: Distribución Normal	271
E3: Distribución De Weibull	274
ANEXO F: Listas de Contingencias Probabilísticas.....	276
F.1: Máximo Estiaje	276
F.2: Medio Estiaje	281
F.3: Mínimo Estiaje	286

F.4: Máximo Lluvioso	291
F.5: Medio Lluvioso	296
F.6: Mínimo Lluvioso	301
ANEXO G: Despachos del S.N.I. por Periodos	306
ANEXO H: Datos de las Líneas de Transmisión del S.N.I.	309
ANEXO I: Transformadores de 2 Devanados del S.N.I.	311
ANEXO J: Transformadores de 3 Devanados del S.N.I.	313
ANEXO K: Método de Newton-Rapshon	317
K1: Generalidades	317
K2: Flujo De Potencia En Power World.....	321
ANEXO L: Violaciones mas comunes de los componentes del Sistema ..	323
L1: Sobrecarga de Líneas de transmisión y Transformadores de Potencia	323
L2: Niveles de Voltaje en barras del S.N.I.....	324

ANEXO M: Factores que afectan la producción de electricidad en un Sistema Interconectado	330
ANEXO N: Margen de Reserva del Sistema MRS	332
N.1: Margen de Reserva del Sistema del caso base	
Demanda Máxima-Periodo Estiaje	332
N.2: Margen de Reserva del Sistema del caso base	
Demanda Media-Periodo Estiaje	333
N.3: Margen de Reserva del Sistema del caso base	
Demanda Mínima-Periodo Estiaje	334
N.4: Margen de Reserva del Sistema del caso base	
Demanda Máxima-Periodo Lluvioso	335
N.5: Margen de Reserva del Sistema del caso base	
Demanda Media-Periodo Lluvioso	336
N.6: Margen de Reserva del Sistema del caso base	
Demanda Mínima-Periodo Lluvioso	337
ANEXO O: Estudio de sobrecarga de transformadores de Potencia	338
O.1: Efectos de la Sobrecarga	338
O.2: Carga de los Transformadores de Potencia	346

O.3: Resultados	353
------------------------------	------------

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.1: Demanda Total Coincidente del Sistema por periodo y nivel de demanda.....	53
Tabla 4.2: Número Total de estados del S.N.I. aplicado el Criterio N-1	62
Tabla 4.3: Número de estados del S.N.I. con mayores probabilidades de falla.....	64
Tabla 4.4: M.D. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Máx-Per Est.	74
Tabla 4.5: M.D. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Med-Per Est.	75
Tabla 4.6: M.D. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Mín-Per Est.	76
Tabla 4.7: M.D. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Máx-Per Lluv.	77
Tabla 4.8: M.D. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Med-Per Lluv.	78
Tabla 4.9: M.D. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Mín-Per Lluv.	79

Tabla 4.10: Factor de Capacidades para el Criterio Probabilístico	80
Tabla 4.11: M.P. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Máx-Per Est	81
Tabla 4.12: M.P. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Med-Per Est	81
Tabla 4.13: M.P. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Mín-Per Est	82
Tabla 4.14: M.P. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Máx-Per Lluv.	82
Tabla 4.15: M.P. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Med-Per Lluv.	83
Tabla 4.16: M.P. Contingencias seleccionadas Caso Base Dem Mín-Per Lluv.	83
Tabla 5.1: Violaciones en L/T y Transformadores Caso Base Demanda Máxima-Periodo Estiaje.....	87
Tabla 5.2: Violaciones en L/T y Transformadores Caso Base Demanda Máxima-Periodo Lluvioso.....	88
Tabla 5.3: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Cuenca Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.....	90
Tabla 5.4: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Generador S/E Cuenca Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	91

Tabla 5.5: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia	
L/T Paute-Cuenca C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	92
Tabla 5.6: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia	
L/T Paute-Cuenca C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	92
Tabla 5.7: Violaciones en Transformadores Contingencia	
Trafo S/E Paute 138/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	93
Tabla 5.8: Medidas para la Contingencia Transformador	
S/E Paute 138/13,8 KV Caso base D.Máx-Periodo Estiaje	94
Tabla 5.9: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E	
Machala Power Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	95
Tabla 5.10: Medidas para la Contingencia Generador	
S/E Machala Power Caso base D.Máx-Periodo Estiaje.....	96
Tabla 5.11: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E	
Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	97
Tabla 5.12: Medidas para la Contingencia Generador S/E	
Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	97
Tabla 5.13: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T	
Portoviejo-D.Peripa C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	98
Tabla 5.14: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia	
L/T Portoviejo-D.Peripa C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	99
Tabla 5.15: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo	
Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	100

Tabla 5.16: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia	
Trafo Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje. ...	100
Tabla 5.17: Medidas para la contingencia Transformador	
Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	101
Tabla 5.18: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador	
C.T. Esmeraldas Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	102
Tabla 5.19: Medidas para la contingencia Generador C.T.	
Esmeraldas Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	102
Tabla 5.20: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador	
S/E Trinitaria Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	103
Tabla 5.21: Medidas para la contingencia Generador S/E	
Trinitaria Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	104
Tabla 5.22: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador	
Interconexión Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	105
Tabla 5.23: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Generador	
Interconexión Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	105
Tabla 5.24: Medidas para la contingencia Generador	
Interconexión Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	106
Tabla 5.25: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T	
Latacunga-Pucara C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	107
Tabla 5.26: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia	
L/T Latacunga-Pucara C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	107

Tabla 5.27: Medidas para la contingencia L/T Latacunga-Pucará C1	
138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	108
Tabla 5.28: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E Santa Rosa 138/46/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	109
Tabla 5.29: Medidas para la contingencia Transformador S/E Santa Rosa 138/46/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	109
Tabla 5.30: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E Calderón 138/23 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.....	110
Tabla 5.31: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Santa Rosa- Vicentina138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	112
Tabla 5.32: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	113
Tabla 5.33: Medidas para la contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	114
Tabla 5.34: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia Transformador S/E Santa Rosa 138/230/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje	114
Tabla 5.35: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Trafo S/E Santa Rosa 138/230/13.8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	115
Tabla 5.36: Medidas para la contingencia Transformador S/E Santa Rosa 230/138/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	116
Tabla 5.37: Medidas para la contingencia L/T Pascuales–Electroquil3 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	117

Tabla 5.38 Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Cumbayá Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.....	118
Tabla 5.39: Medidas para la contingencia Generador S/E Cumbayá Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.	118
Tabla 5.40: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala Power Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.	120
Tabla 5.41: Medidas para la contingencia transformador S/E Pascuales 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.	121
Tabla 5.42: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.	122
Tabla 5.43: Medidas para la contingencia transformador S/E Policentro 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.	124
Tabla 5.44: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Generador S/E Trinitaria Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.....	124
Tabla 5.45: Medidas para la contingencia Generador S/E Trinitaria Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	125
Tabla 5.46: Medidas para la contingencia Transformador S/E Trinitaria 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.....	126
Tabla 5.47: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Portoviejo-D.Peripa 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.....	127
Tabla 5.48: Medidas para la contingencia Generador C.T. Esmeraldas Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	128

Tabla 5.49: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia Trafo Santa Rosa 230/138/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	128
Tabla 5.50: Medidas para la contingencia Transformador Santa Rosa 230/138/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	129
Tabla 5.51: Violaciones en Transformadores Contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	130
Tabla 5.52: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Santa. Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	130
Tabla 5.53: Medidas para la contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	131
Tabla 5.54: Medidas para la contingencia transformador S/E Selva Alegre 138/46 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	132
Tabla 5.55: Medidas para la contingencia transformador S/E Vicentina 138/46 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Estiaje	133
Tabla 5.56: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Cumbayá Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.....	134
Tabla 5.57: Medidas para la contingencia Transformador S/E Portoviejo 138/69/13,8 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.	136
Tabla 5.58: Medidas para la contingencia Generador Interconexión Colombia Caso Base D.Med-Periodo Estiaje.	137
Tabla 5.59: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala Power Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje.....	138

Tabla 5.60: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo	
Zevallos G1 Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje.	139
Tabla 5.61: Medidas para la contingencia Generador S/E	
Trinitaria Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje.....	140
Tabla 5.62: Medidas para la Contingencia Generador Central	
Térmica Esmeraldas Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje.	140
Tabla 5.63: Medidas para la contingencia Generador Interconexión	
Colombia Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje.	141
Tabla 5.64: Violaciones en Transformadores Contingencia	
Generador S/E Cuenca Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.	142
Tabla 5.65: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia	
Generador S/E Cuenca Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	142
Tabla 5.66: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Paute-	
Cuenca C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	143
Tabla 5.67: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T	
Paute-Cuenca 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	144
Tabla 5.68: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E	
Paute 138/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	145
Tabla 5.69: Medidas para la Contingencia Transformador S/E	
Paute 138/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	145
Tabla 5.70: Violaciones en Transformadores Contingencia	
Generador S/E Machala Power Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	147

Tabla 5.71: Medidas para la contingencia Generador S/E	
Machala Power Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	147
Tabla 5.72: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador	
S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	148
Tabla 5.73: Medidas para la Contingencia Generador S/E Gonzalo	
Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	149
Tabla 5.74: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Portoviejo-	
D.Peripa C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	150
Tabla 5.75: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T	
Portoviejo-D.Peripa C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	150
Tabla 5.76: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E	
Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	151
Tabla 5.77: Medidas para la contingencia Transformador S/E	
Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	152
Tabla 5.78: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador	
C.T. Esmeraldas Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	153
Tabla 5.79: Medidas para la contingencia Generador	
C.T. Esmeraldas Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	153
Tabla 5.80: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador	
Interconexión Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	154
Tabla 5.81: Medidas para la Contingencia de la Interconexión	
Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.	155

Tabla 5.82: Violaciones en L/T Y Trafos Contingencia L/T Latacunga-Pucara C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.	156
Tabla 5.83: Medidas para la contingencia L/T Latacunga-Pucará 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.	156
Tabla 5.84: Violaciones en Transformadores Contingencia S/E Santa Rosa 138/46/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	157
Tabla 5.85: Violaciones en Transformadores S/E Calderón 138/23 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	158
Tabla 5.86: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	159
Tabla 5.87: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	160
Tabla 5.88: Medidas para la contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	161
Tabla 5.89: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia Transformador S/E Santa Rosa 138/230/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.	161
Tabla 5.90: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Trafo S/E Santa Rosa 138/230/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	162
Tabla 5.91: Medidas para la contingencia Trafo S/E Santa Rosa 230/138/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	163
Tabla 5.92: Medidas para la contingencia L/T Pascuales–Electroquil3 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso.....	164

Tabla 5.93: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador	
S/E Cumbayá Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	165
Tabla 5.94: Medidas para la contingencia Generador Cumbayá	
Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	165
Tabla 5.95: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador	
S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	166
Tabla 5.96: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo	
Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso	167
Tabla 5.97: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala	
Power Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	168
Tabla 5.98: Medidas para la contingencia transformador S/E	
Pascuales 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	170
Tabla 5.99: Medidas para la contingencia transformador S/E	
Trinitaria 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	171
Tabla 5.100: Medidas para la contingencia transformador S/E	
Policentro 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso.	172
Tabla 5.101: Medidas para la contingencia Transformador S/E	
Portoviejo 138/69/13,8 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso.....	172
Tabla 5.102: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T	
Portoviejo-D.Peripa 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso.	173
Tabla 5.103: Medidas para la contingencia Generador C.T.	
Esmeraldas Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	174

Tabla 5.104: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E - Santa Rosa 230/138/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso.	175
Tabla 5.105: Medidas para la contingencia Transformador Santa Rosa 230/138/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	175
Tabla 5.106: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso.	176
Tabla 5.107: Medidas para la contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso.....	177
Tabla 5.108: Medidas para la contingencia transformador de la S/E Selva Alegre 138/46 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	178
Tabla 5.109: Medidas para la contingencia transformador S/E Vicentina 138/46 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	179
Tabla 5.110: Medidas para la contingencia generador Cumbayá S/E Vicentina Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso.	180
Tabla 5.111: Medidas para la contingencia Generador Interconexión Colombia Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	182
Tabla 5.112: Violaciones en Transformador Contingencia Trafo S/E Pascuales 230/138/13,8 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	183
Tabla 5.113: Medidas para la contingencia transformador S/E Pascuales 230/138/13,8 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso	183
Tabla 5.114: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso.....	184

Tabla 5.115: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala Power Caso Base D.Mín-Periodo Lluvioso.....	185
Tabla 5.116: Medidas para la Contingencia Central Térmica Esmeraldas Caso Base D.Mín-Periodo Lluvioso	186
Tabla 5.117: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo Cevallos G2 Caso Base D.Mín-Periodo Lluvioso	187
Tabla 5.118: Medidas para la contingencia Generador Interconexión Colombia Caso Base D.Mín-Periodo Lluvioso	188
Tabla A.1: Tasas para Generadores	217
Tabla A.2: Tasas para Líneas de Transmisión	218
Tabla A.3: Tasas para Transformadores de Poder	219
Tabla D.1: Prueba de Bondad de Ajuste para FOR1	245
Tabla D.2: Prueba KS para FOR1 Weibull	247
Tabla D.3: Prueba de Bondad de Ajuste para FOR2	249
Tabla D.4: Prueba KS para FOR2 Weibull	251
Tabla D.5: Prueba de Bondad de Ajuste para FOR3	253
Tabla D.6: Prueba KS para FOR3 Weibull	255
Tabla D.7: Prueba Bondad de Ajuste para FR1	257
Tabla D.8: Prueba KS para FR1 Weibull	259
Tabla D.9: Prueba Bondad de Ajuste para FR1	261
Tabla D.10: Prueba KS para FR2 Weibull	263
Tabla D.11: Prueba Bondad de Ajuste para FR3	265

Tabla D.12: Prueba KS para FR3 Weibull	267
Tabla L.1: Potencia Reactiva para regulación de tensión en barras.....	327
Tabla L.2: Rangos de Potencia Reactiva utilizados para el control de tensión	329
Tabla M.1: Criterio de Electric Power Research Research Institute (EPRI).....	331
Tabla O.1: Sugerencias de límites de temperatura y de carga para transformadores de potencia con elevación de 65 °C por encima de las especificaciones de placa	347
Tabla O.2: Sugerencias de límites máximos de temperatura para los cuatro tipos de carga.....	347
Tabla O.3: Temperatura del punto más caliente °c	354
Tabla O.4: Temperatura del aceite de la parte superior (TOP-OIL) °C	355

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Esquema Confiabilidad.....	4
Figura 2.1: Subdivisión de la Confiabilidad del Sistema	13
Figura 2.2: Diagrama para el marco conceptual propuesto	15
Figura 2.3: Transición entre los estados	26
Figura 3.1: Estructura básica de la técnica de enumeración de estados	39
Figura 4.1: Subestaciones y Líneas de Transmisión del S.N.I.....	46
Figura 4.2: Modelo equivalente para el sistema eléctrico Colombiano	49
Figura 4.3: Modelo equivalente para el sistema eléctrico Peruano.....	50
Figura 4.4: Curva típica de demanda diaria del año 2005	53
Figura 4.5: Curva de demanda periodo estiaje año 2005	54
Figura 4.6: Curva de demanda periodo Lluvioso año 2005	54
Figura 4.7: Despacho de un sistema definido en Power World Simulator	65
Figura 4.8: Efecto de una contingencia en un sistema definido en Simulator	65
Figura 4.9: Unifilar Caso Base del S.N.I.....	67

Figura B.1: Cuadro de opciones de una barra en POWER WORLD.....	222
Figura B.2: Modelado de una barra en POWER WORLD	223
Figura B.3: Modelo Pi (π) de una Línea de Transmisión.....	224
Figura B.4: Modelo de una Línea de Transmisión en POWER WORLD.....	224
Figura B.5: Cuadro de opciones de una Línea de Transmisión en POWER WORLD.....	224
Figura B.6: Cuadro de opciones de un transformador en POWER WORLD.....	226
Figura B.7: Modelo del Transformador de 2 Devanados en POWER WORLD.....	228
Figura B.8: Diagrama de Red T.....	229
Figura B.9: Diagrama de Red T de secuencia cero de un transformador estrella aterrizado – estrella aterrizado - delta o Autotransformador con terciario en delta.	230
Figura B.10: Modelo del Transformador de 3 Devanados en POWER WORLD.....	231
Figura B.11: Cuadro de opciones de un Generador en POWER WORLD.....	232
Figura B.12: Modelo del Generador en POWER WORLD.....	234

Figura B.13: Cuadro de opciones de una carga en POWER WORLD	234
Figura B.14: Modelo de Carga en POWER WORLD	235
Figura B.15: Cuadro de Opciones para Capacitares y Reactores en POWER WORLD	236
Figura D.1: Función de Densidad para la variable FOR1	244
Figura D.2: Diagrama de Probabilidad Normal para FOR1	245
Figura D.3: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FOR1	246
Figura D.4: Diagrama de Probabilidad Weibull para FOR1	246
Figura D.5: Función de Densidad para la variable FOR 2	248
Figura D.6: Diagrama de Probabilidad Normal para FOR2	249
Figura D.7: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FOR2	250
Figura D.8: Diagrama de Probabilidad Weibull para FOR2	250
Figura D.9: Función de Densidad para la variable FOR3	252
Figura D.10: Diagrama de Probabilidad Normal para FOR3	253
Figura D.11: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FOR3	254
Figura D.12: Diagrama de Probabilidad Weibull para FOR3	254
Figura D.13: Función de Densidad para la variable FR1	256
Figura D.14: Diagrama de Probabilidad Normal para FR1	257
Figura D.15: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FR1	258
Figura D.16: Diagrama de Probabilidad Weibull para FR1	258
Figura D.17: Función de Densidad para la variable FR2	260

Figura D.18: Diagrama de Probabilidad Normal para FR2	261
Figura D.19: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FR2	262
Figura D.20: Diagrama de Probabilidad Weibull para FR2	262
Figura D.21: Función de Densidad para la variable FR3	264
Figura D.22: Diagrama de Probabilidad Normal para FR3	265
Figura D.23: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FR3	266
Figura D.24: Diagrama de Probabilidad Weibull para FR3	266
Figura O.1: Temperatura del punto más caliente	354
Figura O.2: Temperatura del aceite superior	355
Figura O.3: Porcentaje de pérdida de vida diaria	356

GLOSARIO DE TERMINOS

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
TRANSELECTRIC S.A.	Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
FOR	Tasa de Disponibilidad Forzada
FR	Tasa de Frecuencia de fallas Anuales
C	Circuito 1
C1	Circuito 1
C2	Circuito 2
Est.	Estiaje
LLuv.	Lluvia
Per	Periodo
D.Max	Demanda Máxima
D.Med	Demanda Media
D.Min	Demanda Mínima
MRS	Margen de Reserva del Sistema
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energía Eléctrica
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
BI	Barra Inicial
BF	Barra Final

ID	Tipo de Generador
Dem Máx-Per Est	Demanda Máxima – Periodo Estiaje
Dem Med-Per Est	Demanda Media – Periodo Estiaje
Dem Min-Per Est	Demanda Mínima – Periodo Estiaje
Dem Máx-Per Lluv	Demanda Máxima – Periodo Lluvioso
Dem Med-Per Lluv	Demanda Media – Periodo Lluvioso
Dem Min-Per Lluv	Demanda Mínima - Periodo Lluvioso
M.P.	Método Determinístico
M.D.	Método Probabilístico
C.T.	Central Térmica
MCI	Motor de Combustión Interna
SNT	Sistema Nacional de Transmisión

RESUMEN

El presente proyecto trata sobre el análisis de contingencias que es relevante para los sistemas eléctricos de potencia en lo que se refiere a generación y transmisión estudiadas simultáneamente, que son los pilares base de nuestro sistema.

El objetivo de nuestro trabajo se centra en el apoyo a la mejor operación del SNI del Ecuador, dado que se han observado grandes problemas en el mismo.

Estos problemas son en parte causados por el creciente número de actores y participantes del sector eléctrico, lo que ha hecho que la toma de decisiones concernientes a la operación del sistema y su análisis, tengan un mayor grado de dificultad, sobretodo en la búsqueda de criterios que afiancen el funcionamiento adecuado, equilibrado y sustentable del sistema.

Nuestro trabajo establece conceptos sobre la cual vamos a evaluar nuestro sistema eléctrico de potencia durante la salida de elementos basado en algún criterio tanto determinístico como probabilístico.

La seguridad es uno de los conceptos utilizados en nuestro trabajo, se relaciona con la habilidad de respuesta de los sistemas eléctricos de potencia debido a determinada contingencia. Así la seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema ante cualquier salida de servicio no programada.

En este trabajo comenzaremos exponiendo la importancia de un análisis de contingencia en cualquier sistema eléctrico en general, y delimita el alcance del mismo. Luego se entrega una propuesta conceptual describiendo los conceptos de seguridad enfocada al análisis de contingencia. Además se muestran los criterios que son usados en este proyecto. Así con estos conceptos y criterios, se procede a la realización de la modelación del SNI, utilizando como herramienta el programa Power World Simulator, el cual simula contingencias en nuestro sistema.

Por ultimo se realiza un análisis de las contingencias seleccionadas tanto del método determinístico como del probabilístico y se proponen posibles soluciones para los mismos.

INTRODUCCIÓN

La evolución de tamaño, la constante desagregación del sector (generación, transmisión y distribución), y la complejidad de los sistemas eléctricos en general, ha dado lugar a nuevas estructuras y organizaciones, con lo que resulta en estos días complejo, tratar de establecer marcos y definiciones, para lo que se debe o debiera entender los conceptos de seguridad, suficiencia, calidad y confiabilidad del sistema, en su aplicación al análisis de contingencia de los sistemas eléctricos de potencia.

En la constante búsqueda de sistemas competitivos y eficientes, el creciente número de actores y participantes del sector eléctrico, ha hecho que la toma de decisiones concernientes a la operación del sistema y su análisis, tengan un mayor grado de dificultad, sobretodo en la búsqueda de criterios que afiancen el funcionamiento adecuado, equilibrado y sustentable del sistema.

Una importante preocupación radica en cómo abordar el tema de la seguridad en la red eléctrica, que es una herramienta para realizar el análisis de contingencia aquí propuesto. Pero la seguridad se envuelve en el término confiabilidad, que a juicio nuestro, resulta ser un término bastante amplio y genérico, bajo el cual se pueden agrupar los restantes términos asociados con la adecuada operación, funcionamiento y expansión del sistema eléctrico.

En este sentido se puede citar lo siguiente:

“Resulta necesario reconocer la generalidad del término confiabilidad, en un orden más bien general que específico, como la habilidad global del sistema para desempeñar su función”¹.

Así, la confiabilidad del sistema se puede considerar como el término que refleja la robustez del sistema, tanto en lo que se refiere a respuesta frente a contingencias, la continuidad del suministro y la calidad del servicio prestado.

¹ El autor de esta definición es R. BILLINTON.

Capítulo 1. Generalidades

1.1 Importancia del Tema

El análisis de la operación de un sistema eléctrico de potencia durante fallas, es uno de los parámetros más importantes durante la etapa de operación del mismo, debido a que los clientes exigen un alto nivel de servicio, entendiéndose por clientes los abonados tanto residenciales como industriales.

Para comprender mejor el análisis de contingencias es aconsejable esquematizar la confiabilidad figura 1.1. De acuerdo a ello, términos como la seguridad, calidad y suficiencia vendrían, denotando características generales del sistema. Desde este punto de vista se podría evaluar más fácilmente la operación del sistema y su respuesta frente a fallas; estos términos son:

- **Seguridad**²: Aspecto relacionado con la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia o a un conjunto de éstas. Así la seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema.

² Se estableció un marco conceptual sobre la seguridad del sistema, para el análisis de la operación del sistema cuando ocurren contingencias, con más detalle en el capítulo 2.

- **Suficiencia (Adecuacidad):** Este término guarda relación con la existencia de instalaciones suficientes para satisfacer la carga total y las restricciones operacionales del sistema. Esto incluye la necesidad de contar con unidades generadoras para suplir la demanda y la existencia de redes de transmisión y distribución adecuadas para efectuar el transporte de energía hasta los puntos de consumo.
- **Calidad:** La calidad tiene relación con el servicio que se presta, especialmente en lo que se refiere a calidad de onda y la continuidad del suministro, como también la atención que recibe el consumidor final.

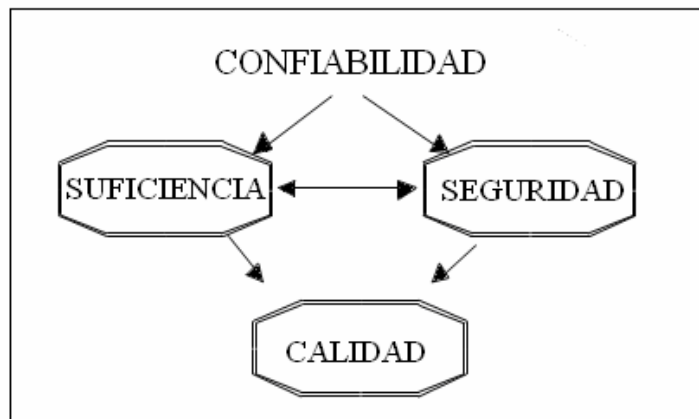


Figura 1.1: Esquema Confiabilidad

1.2 Objetivos del Tema

El objetivo de este proyecto se centra en el apoyo a la mejor operación del S.N.I. del Ecuador, por medio de la realización de un análisis de contingencia del sistema, para llevar al mismo lo más pronto posible a un estado de operación más seguro después que haya ocurrido alguna salida de servicio no programada de algún componente del sistema.

Algunos índices utilizados para realizar el análisis de contingencias son: El Margen de Reserva del Sistema MRS, Esperanza de perder carga en el sistema LOLE, Esperanza de energía no suministrada EENS, etc.)

La utilización de unos índices en vez de otros depende del o los objetivos perseguidos en cada investigación respectivamente.

Se presentarán los índices utilizados en este trabajo en el capítulo 3.

1.3 Alcance del tema

La naturaleza aleatoria de los fenómenos en el S.N.I. tanto en generación, como en transmisión, nos lleva a una propuesta donde se realiza una comparación de los criterios tradicionales (determinísticos), con los criterios

modernos (probabilísticos), para conocer cuales son los mejores criterios, para el manejo de la operación del sistema debido a contingencias³. Junto con el criterio probabilístico se analiza las diferentes distribuciones estadísticas que siguen los componentes del sistema para poder saber cuales distribuciones predicen el comportamiento futuro de dichos componentes.

Se realiza la simulación del S.N.I. en el programa POWER WORLD SIMULATOR 6.0. Este programa corre flujos de potencia AC basados en el método de Newton Raphson.

Teniendo las contingencias seleccionadas para los criterios determinísticos y probabilísticos, se establece una o más medidas para la solución posible de estas, basándose solamente en un análisis estático de la seguridad del sistema; esto es colocando uno o más componentes nuevos al sistema según el caso, redistribuyendo la potencia activa de los generadores y redistribuyendo la potencia reactiva de los generadores, capacitores e inductores.

³ Los criterios determinísticos y probabilísticos, para evaluar la operación del sistema se establecerán en el capítulo 3.

En el alcance de este proyecto no esta contemplado realizar, debido a la falta de datos técnicos y la falta de programas, los siguientes análisis, operaciones y procedimientos:

- El análisis de suficiencia y de la calidad del sistema.
- El análisis de los estados dinámicos del sistema.
- Procedimientos restaurativos y correctivos teniendo en cuenta los límites térmicos y problemas de estabilidad.
- Medidas correctivas para llevar al sistema a un estado más seguro como por ejemplo: cambio de TAPS de los transformadores, cambios en la topología de la red, regulación primaria y secundaria de frecuencia y esquemas de desconexión de carga.
- Estudios de estabilidad en estado transitorio.

Capítulo 2. Estudio Conceptual sobre Seguridad

2.1 Introducción

Las definiciones de confiabilidad, seguridad y calidad de servicio debido a las diversas y conflictivas visiones que se tienen sobre estas, resultan difíciles de establecer, de tal manera que abarque todos los aspectos y variables que entran en juego.

Para mantener los niveles confiabilidad y de operación de la red en general, se deben tener en cuenta las limitaciones y características de cada una de las unidades generadoras, de cada una de las líneas de transmisión y de cada uno de los transformadores, junto a otros factores como, la responsabilidad que le cabe a cada participante de la red (generación-transmisión), entre otros factores.

En los actuales tiempos, no existe una definición ni tampoco una aplicación estándar que se utilice en todos los sistemas eléctricos, ya que de acuerdo a la experiencia internacional, ésta se adecua principalmente al nivel de desarrollo existente en cada sistema, por lo cual cada regulación presenta matices variados, acordes a sus criterios de operación y planificación, aunque se puede encontrar una estructura general en lo concerniente al

cumplimiento de ciertos criterios de confiabilidad, la cual claramente no es única.

De esta manera, el encontrar un marco donde se junten los segmentos de generación y transmisión, que muestre consistencia tanto en criterios de operación como de planificación en materia de confiabilidad, en el nuevo marco de los mercados eléctricos, se torna una tarea compleja.

2.2 Propuesta Conceptual

En esta sección resulta útil comenzar planteando algunas definiciones que se dan para la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, según otros autores y trabajos:

“Es la probabilidad de que el sistema de potencia tenga suficientes fuentes de generación, capacidades de control en la demanda (ejemplo: Control de carga) y suficiente capacidad en las redes de transmisión para abastecer la demanda por energía eléctrica, sin tener que involuntariamente interrumpir

el suministro de sus clientes (por ejemplo: Desprendimiento de carga involuntario, apertura de línea, etc.)”.⁴

“Es la habilidad del SEP, para entregar ininterrumpidamente el suministro eléctrico a consumidores y resistir perturbaciones repentinas como cortocircuitos o la pérdida de componentes importantes del sistema. Esto abarca tanto la confiabilidad del sistema de generación como la de sistemas de transmisión y distribución. La confiabilidad puede ser evaluada por la frecuencia, duración y magnitud de cualquier efecto adverso en el servicio a los consumidores”.⁵

“Es una medida de la habilidad de una empresa de servicio público para entregar un servicio eléctrico ininterrumpido a sus clientes”.⁶

⁴ “Power system reliability standards and guidelines for market intervention”, Discussion paper for public consultation, National Electricity Market Reliability Panel (NECA: National Electricity Code Administrator), Australia, February 1998.

⁵ “Defining the terms of a changing industry”, Edison Electric Industry, February 2000.

⁶ Fuente RESOURCE, “ An enciclopedia of energy utility terms”, Second edition, Pacific Gas and Electric Company, 1992.

“La confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia, puede ser suscrita a la consideración de dos elementos básicos del SEP, suficiencia y seguridad.

- Suficiencia: habilidad del SEP para proveer la demanda agregada y los requerimientos de energía de sus consumidores en todo instante, en consideración de las salidas, tanto programadas como no programadas (razonablemente esperadas) de los elementos del sistema.
- Seguridad: habilidad del SEP para contrarrestar o soportar perturbaciones intempestivas, como cortocircuitos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema”.⁷

“Habilidad para desempeñar una función específica bajo ciertas condiciones por un determinado periodo de tiempo (general)”, " Probabilidad de que cierto equipo opere sin fallas sobre un determinado periodo de tiempo".⁸

⁷ “Planning Standard”, NERC, 1999.

⁸ Fuente IEEE Standard.

"Resulta necesario reconocer la generalidad del término confiabilidad, en un orden más bien general que específico, como la habilidad global del sistema para desempeñar su función".⁹

"La confiabilidad se refiere a la probabilidad que el funcionamiento del sistema sea satisfactorio"¹⁰

De todas estas definiciones para tratar la confiabilidad se puede obtener un concepto de esta. La confiabilidad corresponde básicamente a un adecuado funcionamiento del sistema y la entrega de un suministro eléctrico ininterrumpido en todo instante, tomando en cuenta las fallas a las cuales está sujeto el sistema.

En general, las definiciones asociadas a la confiabilidad de uno a otro autor varían y se superponen. Así por ejemplo la confiabilidad para un autor puede quedar delimitada a lo que es continuidad del servicio, para otro como parte de la seguridad o de la calidad del sistema y para algún otro como que simplemente refleja un funcionamiento adecuado.

⁹ "Power system reliability concepts and historical developments", Roy Billinton, University of Saskatchewan, Canada.

¹⁰ El autor de esta definición es FINK.

En este trabajo, se asume una definición de la confiabilidad del sistema. La confiabilidad se la subdivide en Seguridad y Suficiencia como aspectos que forman parte de ésta.

El marco descrito se puede ilustrar mediante el siguiente esquema (figura 2.1):

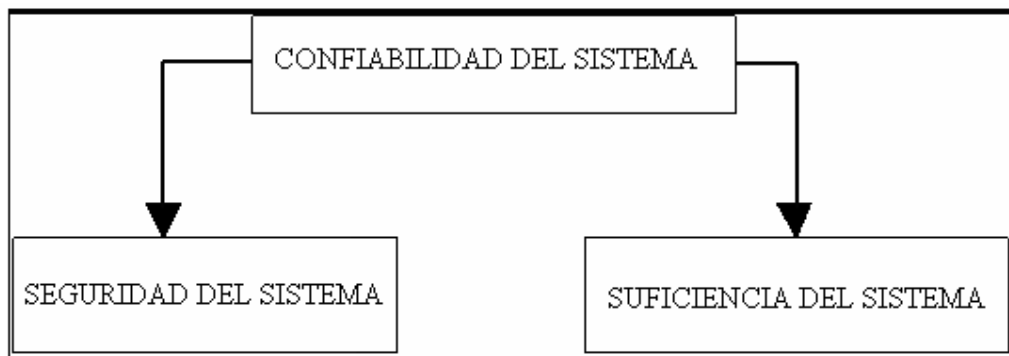


Figura 2.1: Subdivisión de la confiabilidad del sistema.

Mediante este esquema se reflejan dos aspectos importantes de la confiabilidad del sistema. El primero de ellos, la seguridad en el sistema eléctrico, viene a reflejar la respuesta que tiene el sistema ante una determinada contingencia. En segundo término, la suficiencia, refleja la existencia de las instalaciones adecuadas para entregar el suministro en todo instante.

Por suficiencia se debe entender un factor estático, al cual pertenecen la mayoría de los estudios, tanto probabilísticos como determinísticos que existen en cuanto a estudio de la confiabilidad se refiere. Ello por cuanto el análisis que se realiza a partir de la red existente, como el clásico LOLP, no considera aspectos de la operación propiamente tal, como flujos, estados de los elementos, límites de variables, etc. Por otra parte, y debido al carácter dinámico que se asocia a la seguridad, su análisis se hace algo más complejo. Esto lleva a que el establecimiento de herramientas para su evaluación sea aún un tema de estudio, dado principalmente por el estudio de la respuesta del sistema ante determinadas condiciones y contingencias.

Debido a la desagregación de los sistemas eléctricos de potencia, para la confiabilidad del sistema se ha introducido una nueva definición como es la calidad del servicio.

Bajo este marco, la seguridad y la suficiencia del sistema son las variables que determinan tanto la confiabilidad global como la calidad del servicio finalmente ofrecido. Así también y como se ve en la figura 2.2, la seguridad queda determinada por la suficiencia del sistema.

Todos estos conceptos no son excluyentes entre sí, como se verá posteriormente, sino que más bien se debe entender la complementariedad

de la seguridad y la suficiencia para con la confiabilidad y la misma determinación de estos dos aspectos en la calidad final, planteándose una estructura más bien jerárquica.

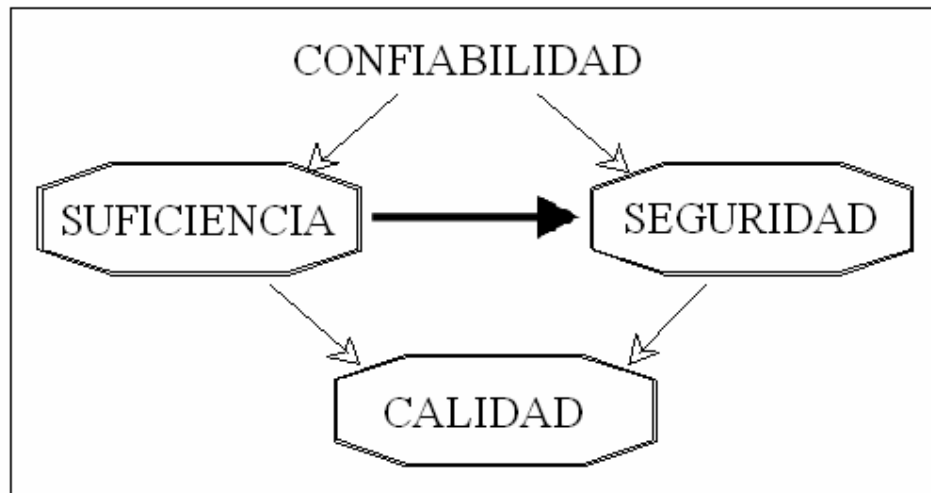


Figura 2.2: Diagrama para el marco conceptual propuesto.

Las definiciones de seguridad, suficiencia y calidad del sistema son:

- **Seguridad:** Aspecto relacionado con la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia o a un conjunto de éstas. La seguridad se puede asociar con el cumplimiento de criterios como el N-1, que corresponde a un factor estático. Así la seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema ante distintas contingencias y eventualidades.

- **Suficiencia:** Este término guarda relación con la existencia de instalaciones suficientes para satisfacer la carga total y las restricciones operacionales del sistema. Esto incluye la necesidad por contar con unidades generadoras para suplir la demanda y la existencia de redes de transmisión y distribución adecuadas para efectuar el transporte de energía hasta los puntos de consumo.
- **Calidad:** Tiene relación con el servicio que se presta, especialmente en lo que se refiere a calidad de onda, continuidad del suministro y frecuencia de las interrupciones, como también a la atención que recibe el consumidor final. Por ello la calidad se divide en tres aspectos: Calidad Técnica del producto, Continuidad y Calidad Comercial.

Claramente, también existe cierta interacción entre los distintos aspectos concernientes a la confiabilidad del sistema, aunque la existencia de una de estas características en el sistema eléctrico, no implica una condición suficiente para la existencia de las restantes. Ello, y a modo de ejemplo, la existencia de suficiencia en el sistema, no implica necesariamente que el suministro se otorgue con niveles de seguridad y calidad adecuados, ya que si bien puede que se abastezca la demanda, nada asegura que por ejemplo, haya un número reducido de interrupciones o de baja calidad en el suministro.

Es por ello, que la seguridad, calidad y suficiencia tienen características complementarias en lo que se refiere a la confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia.

A continuación se estudia el principal elemento asociado a la confiabilidad, (en nuestro trabajo) la seguridad.

2.3 Análisis de la Seguridad

El marco Generación-Transmisión es en el cual se evalúa la operación de los sistemas de generación y transmisión a la vez, resulta muy útil estudiar la seguridad del sistema.

En este marco se debe considerar la satisfacción de la demanda, manteniendo los flujos por las líneas y los voltajes de las barras dentro de márgenes normales. Así también se debe considerar la capacidad del sistema para soportar perturbaciones predeterminadas, incorporando criterios como el N-1 u otros, ya que si bien este último corresponde a un criterio de seguridad, dependiendo de su etapa de aplicación, también determina características de suficiencia del sistema. Para este nivel se suelen utilizar los índices probabilísticos, no obstante se pueden utilizar técnicas de simulación.

La problemática mundial sobre los estudios de los sistemas de potencia se ha basado por décadas en la preocupación por la minimización del costo de operación, dando como resultado sistemas mucho más competitivos en el mercado pero con una sentida deficiencia en su confiabilidad

Hasta ahora hemos estado preocupados en el Ecuador principalmente por el costo de la operación de los sistemas, descuidando la mejor operación del sistema de potencia.

La seguridad del sistema es definida generalmente, como la habilidad o respuesta del sistema ante una determinada contingencia, como un cortocircuito o la pérdida de elementos del sistema, como líneas, unidades generadoras o transformadores. Claramente, la seguridad del sistema vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema, lo que determinará el grado de robustez del mismo.

La seguridad del sistema envuelve prácticas diseñadas y maniobras para mantener el sistema operando cuando fallan los componentes. Por ejemplo, una unidad generadora puede ser sacada de línea debido a falla en su equipo auxiliar pero manteniendo una adecuada cantidad de margen de reserva, las restantes unidades en el sistema pueden tomar el déficit sin una apreciable caída en la frecuencia, o la necesidad de rechazar carga.

De igual forma, una línea de transmisión puede ser averiada por una tormenta eléctrica y sacada de servicio por la operación adecuada del sistema de protecciones. Si al seleccionar y despachar las unidades de generación se mantiene el flujo de potencia adecuado en el sistema de transmisión, las líneas de transmisión restantes pueden tomar la redistribución de flujos y permanecer aun dentro de los límites adecuados. Demostrando de esta manera que un factor que se sobrepone en la operación de un sistema de potencia es el deseo de mantener la seguridad del mismo.

Debido a lo impredecible de cuando se iniciará un evento que cause la salida de servicio de algún componente, el SEP deberá ser operado en todo tiempo de tal forma que el sistema no será dejado en una condición de peligro cuando cualquier evento de falla de un componente pueda iniciarse.

Todos los equipos de los sistemas de potencia son diseñados para ser operados dentro de ciertos límites, razón por la cual la mayoría de equipos son protegidos por artefactos automáticos (relés, seccionadores, etc.), que hacen que estos equipos salgan fuera de servicio si estos límites son violados.

Si ocurre un evento en el sistema que lo deja operando con sus límites violados, el evento puede ser seguido por una serie de acciones adicionales que sacan fuera de servicio a otros equipos. Si este proceso de fallas en cascada continua, el sistema en su totalidad o gran parte de el puede colapsar.

Un ejemplo de este tipo de secuencia de eventos que pueden causar un colapso, puede empezar por la apertura de una simple línea debido a una falla en un aislamiento; los restantes circuitos de transmisión en el sistema tomarán el flujo de potencia que estaba anteriormente fluyendo en la línea abierta. Si una de las restantes líneas esta ahora sobrecargada en forma pesada, esta se podría abrir por la acción de los relés de protección, dando como resultado más carga sobre las líneas que permanecen operando. Este tipo de proceso es a menudo llamado *salidas de servicio en cascada*.

La mayoría de los sistemas de potencia son operados de tal forma que cualquier evento simple de falla no deje a los otros componentes sobrecargados pesadamente, específicamente para evitar fallas de cascada. Es practica común asumir que los ingenieros que diseñaron los sistemas de transmisión y de generación lo hicieron teniendo en la mente la confiabilidad que deben tener estos sistemas. Esto es, que una adecuada generación ha

sido instalada para suplir la carga y que una adecuada transmisión ha sido instalada para poder transportar la potencia generada a la carga.

Si en la operación del sistema no hubiera fallas repentinas o que se experimenten estados operativos no anticipados, entonces no tendríamos problemas de seguridad.

Sin embargo, cualquier parte del equipo en el sistema puede fallar, sea por fallas causadas internamente o debido a causas externas tales como descargas atmosféricas, objetos que golpean a las torres de transmisión, error humano al fijar los relés u operar los equipos.

Es totalmente antieconómico y casi imposible, construir un sistema de potencia con tal redundancia (líneas de transmisión adicionales, reserva de generación, etc.) que las fallas nunca causen una pérdida de carga en el sistema.

Los sistemas son diseñados de tal forma que la probabilidad de pérdida de carga sea aceptablemente pequeña. Esto es, la mayoría de los sistemas de potencia son diseñados para tener suficiente redundancia para soportar los mayores eventos de fallas, pero esto no garantiza que el sistema será 100% confiable.

Dentro de las limitaciones económicas y de diseño, es el trabajo del operador tratar de maximizar la confiabilidad de su sistema en cualquier tiempo. Siendo el operador quien juega un papel muy importante en ver que el sistema sea seguro.

Cuando ocurren, salidas de servicio de las líneas de transmisión o generadores, las posibles consecuencias y sus respectivas acciones para enfrentarlas son:

Las fallas de las líneas de transmisión son las que causan, cambios de los flujos de potencia y voltajes en los equipos de transmisión que permanecen conectados al sistema. Por lo tanto, el análisis de fallas de transmisión requiere de métodos para predecir estos flujos y voltajes para asegurarnos que los componentes están dentro de los respectivos límites.

Las fallas en generación de transmisión pueden causar cambios en los flujos y voltaje en el sistema de transmisión, con la adición de problemas dinámicos que involucra problemas en la frecuencia del sistema.

Estos tipos de falla se estudiarán en el sentido estático asociado a la seguridad, mediante el cual se analiza el estado del sistema en régimen permanente, por ejemplo a través de la utilización de criterios como el N-1 o

la simulación del sistema mediante flujos de potencia ante determinadas contingencias. Esto también viene a reflejar características de suficiencia del sistema, dada la incorporación de criterios como el N-1 o situaciones que a priori deberían tolerarse, a los criterios de expansión del sistema.

La seguridad existente en el sistema, depende directamente de las acciones de control y en particular de los procedimientos adoptados en la operación.

Para describir mejor la operación del sistema, se han creado los llamados estados de operación del mismo.

Los estados de operación dependen de las restricciones asociadas a la transición entre los distintos estados.

Los estados de operación son cinco:

1. Estado normal.
2. Estado de alerta.
3. Estado de emergencia
4. Estado de extrema emergencia
5. Estado de restauración.

Los cuales se definen a continuación:

- **Estado Normal**

En el estado normal, todos los equipos y las restricciones de operación están dentro de sus límites, incluyendo el hecho de que la generación es adecuada para suministrar la carga (total de la demanda), sin equipos sobrecargados. El margen de reserva se encuentra disponible en su totalidad.

- **Estado de Alerta**

Se llega a este estado cuando hay una disminución del margen de reserva, provocado por la pérdida de cualquier equipo, especificado por criterio (determinístico o probabilístico). Aquí no hay violación de algún límite o sobrecarga de algún equipo. En este estado el sistema tiene apenas suficiente margen de reserva para satisfacer las restricciones de seguridad.

- **Estado Emergencia**

Si el sistema entra en una condición en que la pérdida de un componente, resultará en una violación de voltaje de barra o sobrecarga de alguna línea o transformador, entonces el sistema está en el estado de emergencia.

La pérdida del componente también puede disminuir el margen de reserva. En el estado de emergencia se requiere la intervención del operador debido a que las condiciones de operación de los equipos son violados.

El primer objetivo es remover las restricciones violadas sin cortar carga, mediante acciones como el redespacho de unidades generadoras o la puesta en funcionamiento de otras, lo que disminuirá el margen de reserva.

Si se cumple esto satisfactoriamente, se pasará al estado de alerta, donde otras acciones serán necesarias para pasar al estado normal.

Si no se toman medidas de control a tiempo para restaurar el sistema al estado de alerta o directamente al estado normal, el sistema pasar del estado de emergencia a un estado de extrema emergencia.

- **Estado de Extrema Emergencia**

En el Estado de Extrema Emergencia, las restricciones de los límites de los equipos de operación han sido violadas y hay carga que no está siendo suministrada; es decir el margen de reserva es insuficiente para satisfacer la demanda.

- **Estado de Restauración**

El objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del sistema.

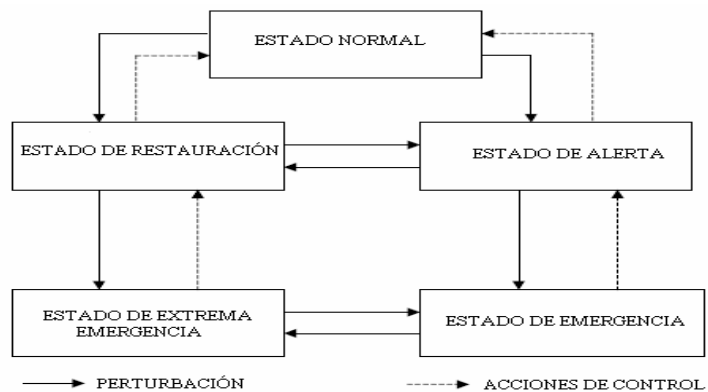


Figura 2.3: Transición entre los estados

Este marco provee una herramienta importante para conducir la operación y guiar la toma de decisiones del operador del sistema, dadas ciertas condiciones. En este sentido, otorga un marco bastante genérico para el tratamiento de la seguridad, dada su importancia en el sistema y como aspecto esencial de la confiabilidad del mismo.

A partir de lo mencionado hasta esta parte, queda clara la incorporación de la seguridad como un aspecto relacionado de manera importante con la operación del sistema. Ello, por cuanto la seguridad queda determinada básicamente por los siguientes aspectos:

- Por una parte, por los márgenes de reserva que presenta el sistema, como podría ser los márgenes de transmisión o flujos por las líneas respecto de su capacidad o el margen de generación de acuerdo a los distintos requerimientos de reservas y su incidencia en la toma de acciones de control (disponibilidad).
- Por la probabilidad de ocurrencia de cierta contingencia, ante determinadas condiciones.
- Por último, la importancia de los procedimientos y criterios adoptados en la operación del sistema.

Capítulo 3. Métodos para evaluar la operación del sistema frente a contingencias.

3.1 Antecedentes

Aunque los métodos determinísticos fueron utilizados por mucho tiempo en el sector eléctrico con bastante éxito, para evaluar la operación del sistema cuando ocurren salidas de servicio, ahora debido al rápido crecimiento de los recursos computacionales y de simulación se ha pasado de los métodos determinísticos a los métodos probabilísticos.

Los métodos determinísticos y los métodos probabilísticos se encierran en el análisis predictivo de confiabilidad (entiéndase por confiabilidad solo a la parte de seguridad del sistema en este trabajo), que tiene su punto de partida en el análisis histórico de los componentes del sistema.

Los análisis históricos de confiabilidad son utilizados para: monitorear el nivel de seguridad del sistema (de todas sus componentes), permitiendo identificar elementos expuestos a posibles problemas; establecen tendencias en cuanto a la seguridad del sistema a lo largo del tiempo, permitiendo analizar el impacto de posibles cambios de la operación (debido a contingencias) para mejorar la seguridad del sistema; y por último, los datos históricos de

confiabilidad obtenidos del análisis mencionado son esenciales para poder realizar análisis predictivos.

El análisis predictivo se basa en los datos históricos para predecir el nivel de seguridad que tendrá el sistema en el futuro o frente acciones para mejorar la seguridad del mismo que se quieran implementar.

Los métodos de análisis predictivo son básicamente dos como ya se mencionaron anteriormente.

En primer lugar tenemos los métodos determinísticos. Un ejemplo de estos métodos es la aplicación del criterio N-1, en el que se enumeran las contingencias o fallas que puedan ocurrir en el sistema (fallas de generador, línea de transmisión y transformadores) y se estudia el comportamiento del sistema bajo tales condiciones.

Los métodos probabilísticos tienen en cuenta la aleatoriedad natural de las fallas de un sistema. La única forma de tomar en cuenta la estocacidad inherente a todo problema de confiabilidad es utilizar métodos probabilísticos. Si se tienen datos históricos de confiabilidad y si se conoce el funcionamiento del sistema, utilizar este tipo de métodos es extremadamente útil para poder analizar el comportamiento futuro de un sistema.

3.2 Criterios Determinísticos

Los criterios determinísticos se deducen examinando un cierto número de situaciones restrictivas (condiciones de carga y de salidas de equipos) para verificar la solidez del Sistema Generación-Transmisión. Estas situaciones se basan en casos considerados a priori como muy riesgosos para el sistema (por ejemplo: pico anual de potencia con pérdida de la mayor unidad de generación). La hipótesis subyacente es que si las funciones del sistema están protegidas para estas situaciones, lo mismo es cierto para todos los otros casos más favorables (demandas menores que el pico anual).

Las ventajas del criterio determinista son:

- Su claridad conceptual.
- El número limitado de casos a examinar
- El hecho de que existen herramientas disponibles para este cometido, como por ejemplo flujos de carga AC, que proveen una detallada y precisa descripción de la performance del sistema.

Con respecto a los inconvenientes:

- No tiene en cuenta la probabilidad de ocurrencia de los casos considerados.
- La selección de la lista de los casos restrictivos depende inevitablemente de la experiencia del planificador y/u operador. Por lo tanto, existe siempre un riesgo de omitir ciertos casos, que se incrementa debido a que la naturaleza de los casos riesgosos cambia constantemente con el tiempo de forma muy sutil y en algunos casos de forma imperceptible.

El procedimiento general para la aplicación del criterio determinista se describe a continuación:

- Se selecciona uno o varios casos base para probar la capacidad del sistema. Esto debe corresponder a situaciones de operación consideradas restrictivas o riesgosas a priori y son el resultado de la experiencia combinada de los operadores y los planificadores del sistema. Los casos base pueden diferir en condiciones de carga, en el despacho de la generación (correspondientes a diferentes mantenimientos y condiciones de salidas forzadas, con la

disponibilidad de unidades dadas en línea acorde con un orden de prioridades) y en la configuración de la red eléctrica (correspondiente a varias condiciones de mantenimiento y/o condiciones de salida forzada de equipos, con los componentes disponibles usualmente estando estos todos en servicio).

- Se somete cada caso base a una serie de incidentes de generación y/o transmisión y se examina como el sistema soporta las mismas desde varios puntos de vista:
 - Que el flujo a través de los componentes del sistema se mantiene dentro de los límites permisibles: usualmente sus valores nominales bajo condiciones de régimen (generalmente, sus límites térmicos). Algunos países permiten temporalmente valores mayores de flujo que los permitidos en los transformadores para incidencias que implican la salida de dos o más componentes de la red o por salidas de corta duración y algunas veces usan diferentes valores máximos acorde a la época del año.
 - Que el cambio de voltaje en una barra determinada del sistema se mantenga dentro de los límites permisibles: acorde a datos

obtenidos por inspección y/o fabricación, y además estos límites varían de acuerdo al voltaje nominal en un rango comprendido entre el 90 y el 110 % generalmente.

Algunos países usan diferentes procedimientos y criterios dependiendo del área o función de la sección del sistema de transmisión bajo consideración (inyección de generación, suministro de carga, interconexión). En los hechos, no existe una práctica uniforme, pero los criterios deterministas más ampliamente usados pueden ser clasificados idealmente a pesar de todo en dos grandes categorías, conocidas como N-1 y N-2, de acuerdo al número de componentes de la red involucrados en la falla del sistema.

3.2.1. Criterio N-1

La separación incontrolada o la salida en cascada de elementos del sistema, no pueden ser el resultado de la contingencia simple más severa aplicada al sistema. También se dice que un sistema cumple con el criterio N-1 si al aplicarle la contingencia simple más severa, el sistema sigue en condiciones aceptables de funcionamiento considerando que los flujos en las líneas se mantienen dentro de límites normales de operación, los voltajes en las barras no superan sus niveles mínimos-máximos de variación, no existen

inestabilidades de ningún tipo, no existen actuaciones de protecciones y no existen desconexiones forzadas de carga o equipos.

La aplicación del criterio N-1 consiste en la simulación de una pérdida de un componente de la red (línea de transmisión, transformador, o un generador).

3.2.2. Criterio N-2

La separación incontrolada o la salida en cascada de elementos del sistema, no pueden ser el resultado de la contingencia doble más severa aplicada al sistema.

La aplicación del criterio N-2 consiste en la simulación de la salida simultánea de dos componentes, ya sean dos componentes de la red o un componente de la red junto con un componente de generación. Su uso no es tan extendido como el criterio N-1 debido a que la falla simultánea de dos componentes se considera improbable: la idea subyacente detrás de este criterio es que la apertura de dos componentes se da generalmente en la misma región durante una situación de operación de perturbación, tal como en el período de pico de potencia (que dura sólo un pequeño período de tiempo) en el cual una doble contingencia puede llegar a tener serias

consecuencias. La probabilidad de que ocurra un incidente de este tipo es sin embargo juzgada como muy pequeña.

Algunos países simulan N-2 incidentes construyendo los casos base con los casos examinados de acuerdo al criterio N-1. Otros exámenes de casos especiales de incidentes dobles pueden llegar a ser más serios para el sistema, como por ejemplo, la pérdida de dos de las principales líneas en cascada, llevando el sistema al colapso.

3.3 Criterios Probabilísticos

Debido a la aleatoriedad de los fenómenos que afectan la evaluación de la seguridad de los sistemas Generación-Transmisión, se tiende a pasar de criterios determinísticos a criterios probabilísticos.

La gran razón por la cual estos métodos no han sido utilizados en el pasado es la falta de datos, limitación en los recursos computacionales, aversión al uso de técnicas probabilísticas y la mala interpretación del significado de los criterios probabilísticos. Hoy en día, muchas empresas tienen base de datos, las facilidades computacionales han sido incrementadas, y muchos ingenieros han trabajado en la comprensión de las técnicas probabilísticas. Aun cuando las técnicas de evaluación de la seguridad están siendo

altamente desarrolladas existe sin embargo escasez general de programas para aplicar estas técnicas en grandes sistemas.

Dentro de los métodos probabilísticos existen dos grandes grupos: los métodos analíticos y los de simulación aleatoria.

En los métodos analíticos se utiliza un modelo matemático del sistema y de su funcionamiento para poder estimar o predecir la seguridad del mismo utilizando variables aleatorias. La ventaja de este análisis es que suele ser rápido y de poco costo computacional y su inconveniente es que no permite deducir una distribución de probabilidad de los datos obtenidos. Generalmente utilizan valores medios de las variables aleatorias.

Los métodos de simulación simulan el sistema durante largos períodos de tiempo, introduciendo fallas que obedecen a distribuciones de probabilidad que se conocen. Los índices de confiabilidad para la seguridad del sistema se encuentran en forma directa a partir de los datos históricos o de sus distribuciones de probabilidades.

La ventaja de estos métodos es que de ellos se puede estimar la distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad de la seguridad estudiados, pero su inconveniente es que tienen un alto costo computacional.

Ejemplos de métodos analíticos y de métodos de simulación aleatoria, se dan en las siguientes secciones. También se dan algunos índices probabilísticos utilizados en este trabajo.

3.3.1. Técnica de enumeración de estados

La técnica de enumeración de estados (analítica) consiste en determinar por extensión los estados en que se puede encontrar el sistema bajo estudio. La técnica analítica representa el sistema por medio de modelos matemáticos simplificados y evalúa los índices de seguridad de esos modelos usando soluciones matemáticas.

Cuando la red es tomada en consideración, es indispensable el modelado de las leyes del sistema y las políticas de operación, aún mediante técnicas analíticas. El inconveniente que surge bajo este enfoque es la dimensionalidad que adquiere el problema dado que la cantidad de estados factibles depende exponencialmente tanto del número de componentes presentes como la cantidad de estados posibles para cada uno de ellos. El procedimiento general abarca dos pasos:

- Selección sistemática de estados y su evaluación.

- Clasificación de contingencias acorde a criterios predeterminados de fallas.

El número total de contingencias seleccionadas en el primer paso puede ser reducido por clasificación de acuerdo a criterios específicos, usando niveles de contingencias predeterminados o usando también criterios de probabilidad. La clasificación puede implicar un modelo de la red del sistema o usar representaciones de flujo de carga AC o DC. El uso de ciertos modelos depende de la configuración del sistema.

Una representación completa que implique flujos de carga AC, en lugar de flujos DC o modelos de transporte, implica una mayor precisión a expensas de un tiempo mayor de cálculo.

La estructura básica de la técnica de enumeración de estados. Se presenta en la figura 3.1.

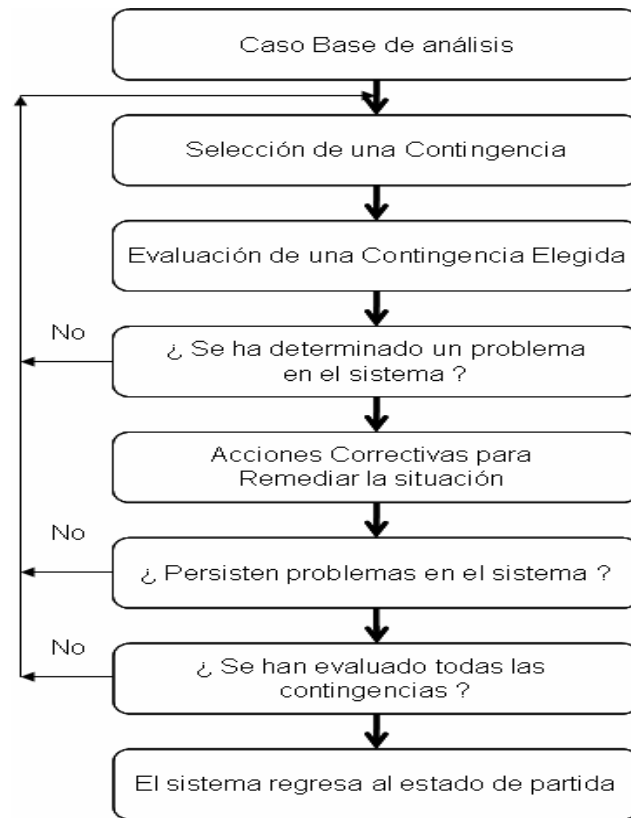


Figura 3.1: Estructura básica de la técnica de enumeración de estados

3.3.2. Simulación de Monte Carlo

Consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad asociadas al estado del sistema. La aproximación de Monte Carlo es una buena elección cuando se tienen que calcular índices en el sistema de

transmisión o sea para sistemas compuestos. Esta es una técnica que puede ser definida como matemática y su conveniencia aumenta a medida que el problema de simulación se vuelve más complejo y más difícil de manejar en forma analítica. La ventaja propia de este método radica en la factibilidad que ofrece de tener en cuenta teóricamente cada variable aleatoria, cada contingencia y la posibilidad de adoptar políticas de operación similar a las reales. Monte Carlo permite además una muy buena comunicación entre los departamentos de operación y programación, debido a que los factores o índices usados son aproximadamente los mismos. La única desventaja puede llegar a ser el gran tiempo de computación usado, dependiendo de la capacidad computacional disponible y sus costos.

La enumeración y la simulación no son mutuamente excluyentes y versiones híbridas de estos métodos han sido desarrolladas para aprovechar en forma combinada las eficiencias de cada uno. Por ejemplo, la enumeración es muy efectiva para determinar la capacidad de generación y el margen de reserva, mientras que la simulación es generalmente mejor para tratar sistemas complejos o que implican modelos de operación, acciones correctivas y estrategias de asignación de recursos.

3.3.3 Índices Probabilísticos

Los índices probabilísticos en los sistemas eléctricos de potencia, nos indican aspectos de cómo se ha producido la operación del mismo en un intervalo de tiempo determinado.

- **Tasa de Indisponibilidad Forzada (FOR)**

Es el número de horas por salida forzada dividida para la suma de las horas por salida forzada más las horas de servicio en el periodo de estudio.

$$FOR = \frac{\textit{Tiempo Total por salida de servicio (h)}}{T \times 8760 (h)} \quad (3.1)$$

La tasa FOR es un valor que se obtiene de cada componente del S.N.I, sean estos generadores, líneas de transmisión y transformadores, este valor representa la probabilidad de falla que tienen cada uno de los componentes del sistema. También ayuda a la identificación de los componentes que más fallan.

- **Tasa de Frecuencia de fallas anuales (FR)**

Es el número total de fallas ocurridas en el periodo de estudio divididas para el número de años del periodo de estudio.

$$FR = \frac{\text{Número de Fallas (h)}}{T \text{ (1/ años)}} \quad (3.2)$$

Donde, para ambas ecuaciones:

T= Número de años del periodo de estudio

Los datos para obtener las tasas FOR y FR son muy importantes para futuros estudios de confiabilidad en nuestro sistema de potencia, debido a que la distribución estadística obtenida de estos nos ayudarían a predecir el funcionamiento de los componentes del sistema.

Para los siguientes componentes del sistema de transmisión del SNI, líneas 138 KV, líneas 230 KV y Transformadores 138/69/13.8 KV, las tasas de indisponibilidad forzada FOR y las tasas de Frecuencia de Fallas Anuales FR, se las obtuvo de los reportes de fallas de los componentes de transmisión de los años 2000 al 2003, dados por TRANSELECTRIC S.A.

Los valores de las tasas FOR y FR de estos componentes de transmisión se detallan en el anexo A1

Para los siguientes componentes de generación y transmisión del SNI sean estos:

- Generadores
- Líneas 138 KV
- Líneas 230 KV
- Transformadores 138/69/13.8 KV
- Transformadores 69/13.8 KV
- Transformadores 138/6,6 KV
- Transformadores 138/13,8 KV
- Transformadores 138/23 KV
- Transformadores 138/34,5/13,8 KV
- Transformadores 138/46 KV
- Transformadores 138/46/13,8 KV

- Transformadores 138/115/13,8 KV
- Transformadores 138/230/13,8 KV
- Transformadores 230/13,8 KV
- Transformadores 230/69 KV
- Transformadores 230/69/13,8 KV
- Transformadores 230/138 KV

Las tasas de indisponibilidad forzada FOR de estos, se las obtuvo de los valores proporcionados por el Centro de Pesquisa de Energía Eléctrica (CEPEL), de Río de Janeiro, uno de los principales centros de investigación existentes en el Brasil en el Área de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Las tasas FOR ¹¹ de los componentes de generación y transmisión anteriormente mencionados, se detallan en los anexos A2 y A3. Los valores proporcionados por CEPEL para obtener la Tasa FOR se detallan en el anexo A4.

¹¹ También se obtuvieron con los datos de CEPEL las tasas FOR de las Líneas de transmisión y Transformadores, pero solo a los componentes que no se obtuvieron estas de los reportes de fallas anuales, dados por TRANSELECTRIC S.A.

Capítulo 4: Desarrollo del procedimiento para la realización del Análisis de Contingencia

4.1 Generalidades

El sistema eléctrico ecuatoriano está compuesto por generación tanto de tipo hidroeléctrica como térmica, un sistema de transmisión el cual a su vez consta de un anillo a nivel de 230 KV y ramales de 138 KV, sistemas de subtransmisión a 69 KV y 46 KV, así como por sistemas de distribución primaria a 34.5 KV, 23 KV y 13.8 KV. El S.N.I. tiene además 2 interconexiones internacionales, al Norte con Colombia y al Sur con Perú.

El total de potencia efectiva corresponde a: 1748 MW (47,66%) en hidráulicas, 572 MW (15,57%) térmicas a gas que operan con diesel, 152 MW (4,12%) térmicas de gas natural, 388 MW (10,56%) Motor de Combustión Interna, 471 MW (12,82%) térmica a vapor, 0,02 MW (0,00%) fotovoltaica, 240 MW (6,54%) interconexión con Colombia y 100 MW (2,72%) interconexión con Perú.

El Sistema Nacional de Transmisión dispone de: 1481 Km de Líneas de Transmisión a 230 KV, 1495,78 Km a 138 KV, para un total de 2976,78 Km de Líneas de Transmisión.

Por consiguiente las pérdidas por transmisión referidas a la energía recibida se ubicaron en 342,85 GWh (2,53%).

Con el fin de cubrir las contingencias que se presentan en los Transformadores de Potencia instalados y en servicio, la Empresa Transmisora (TRANSELECTRIC), dispone de Transformadores y Autotransformadores, con lo cual la Capacidad de Transformación disponible total para el SNT, fue de 3966,86 MVA con enfriamiento de Aceite y Aire, 5474,40 MVA con Aire Forzado y 6530,64 con enfriamiento por Aceite y Aire Forzados.

Para realizar estudios de seguridad en un SEP para el análisis de contingencia en general es necesario definir el estado de cada uno de los componentes del mismo (generadores, líneas de transmisión, cargas y transformadores) a efectos de identificar los estados del sistema y determinar cuales casos son los más preponderantes a ocurrir. Para esto se corren flujos de potencia AC para determinar el modulo de las tensiones en cada barra y las potencias activa y reactiva en cada línea para una demanda dada.

En nuestro estudio se realizan las siguientes simplificaciones:

Se consideran solamente los siguientes componentes del sistema, los cuales son: generadores¹², líneas de transmisión¹³, transformadores¹⁴, cargas y barras.

Los componentes del sistema se encuentran completamente disponibles o bien en absoluta indisponibilidad. Otros trabajos en seguridad han empleado tanto la presente como otras alternativas entre ellas la del tipo multiestado, esto hace factible contemplar la posibilidad de contar con unidades de reserva en frío, reserva en caliente y de disponibilidad solamente parcial.

A pesar de tener varias configuraciones para una subestación: barras simples, barras dobles, barra principal y barra auxiliar, se considera como nodo del sistema a cada subestación tanto de 230, 138 y 69 KV, por considerar la configuración de la misma como una sola barra.

¹² Cualquier tipo de generador sean estos hidráulicos o térmicos

¹³ Líneas de transmisión de 230 KV y 138 KV

¹⁴ Transformadores de 69/13,8 KV 138/13,8 KV 138/23 KV 138-6,6 KV 138/46 KV
230/13,8 KV 230/69 KV 138-34,5-13,8 KV 138/69/13,8 KV 230/138/13,8 KV 230/69/13,8
KV.

En el programa a utilizar se sustituye el sistema eléctrico Colombiano y Peruano por medio de un equivalente dado por TRANSELECTRIC S.A.

El sistema colombiano se sustituye por una barra que contiene una unidad generadora equivalente, con una potencia activa de 235 MW para los diferentes periodos y niveles de demanda.

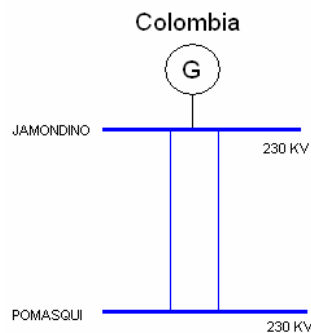


Figura 4.2: Modelo equivalente para el sistema eléctrico Colombiano

La potencia máxima posible en la Interconexiones con Colombia de 138 KV y 230 KV con Colombia se situó nominalmente en los 290 MW.

El sistema peruano también se sustituye por una barra que contiene una unidad generadora equivalente a la demanda total que tiene la ciudad de Machala aproximadamente 83 MW.

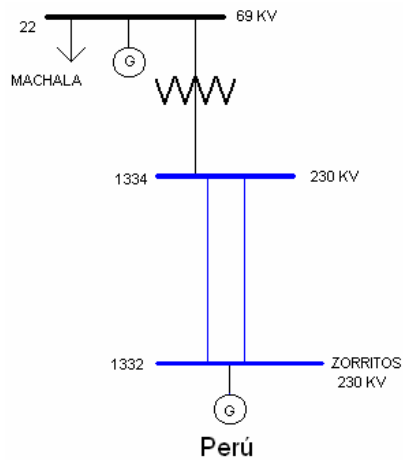


Figura 4.3: Modelo equivalente para el sistema eléctrico Peruano

4.2 Definición del Caso Base

Un caso base es el estado de referencia a partir del cual se realiza todo el análisis de contingencia de los sistemas eléctricos de potencia. En nuestra aplicación el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador S.N.I.¹⁵ se lo define básicamente por el estado Operación o No operación de los componentes¹⁶ del sistema, la demanda del mismo y el despacho en MW de

¹⁵ El S.N.I. utilizado en una aproximación al S.N.I. Junio 2005, dado por el CENACE.

¹⁶ El modelado de los componentes del sistema S.N.I. es necesario para la aplicación del caso base en POWER WORLD, este modelado se lo detalla en el anexo B.

cada uno de los generadores, todo esto por periodos de condiciones climáticas específicas.

Los casos bases representan diferentes condiciones climáticas y niveles de carga bajo los cuales será analizado el S.N.I. Las condiciones climáticas en el Ecuador se dividen en dos periodos: Estiaje y Lluvioso.

Por lo tanto, los 6 casos base definidos son:

1. Periodo de Estiaje con un nivel de Demanda Mínima.
2. Periodo de Estiaje con un nivel de Demanda Media.
3. Periodo de Estiaje con un nivel de Demanda Máxima.
4. Periodo Lluvioso con un nivel de Demanda Mínima.
5. Periodo Lluvioso con un nivel de Demanda Media.
6. Periodo Lluvioso con un nivel de Demanda Máxima.

El periodo de estiaje en un año comprende normalmente los meses de Abril hasta Septiembre, ósea un total de 6 meses y el periodo lluvioso en un año comprende normalmente los meses de Octubre hasta Marzo, ósea un total

de 6 meses; por lo tanto, se supone que en nuestro estudio de seguridad ocurre dentro de estos periodos de tiempo.

4.3 Demanda del Sistema

La demanda máxima coincidente¹⁷ en bornes de generación en el S.N.I. alcanzó los 2424 MW el 26 de abril de 2005 y de 2325 MW a nivel de puntos de entrega.

La demanda¹⁸ a la que se ve enfrentado el sistema varia de acuerdo a las condiciones climáticas analizadas y al nivel de demanda total en dichas condiciones.

La Demanda Total coincidente del sistema por periodo y nivel de demanda se puede observar en la tabla 4.1:

¹⁷ *Demanda Coincidente*: Es la demanda de un grupo de cargas no relacionadas, compuesto como un todo, en un periodo específico de tiempo. Es la suma máxima de todas las contribuciones de las demandas individuales en un intervalo de tiempo dado.

¹⁸ La Demanda Coincidente por subestación y por periodo del S.N.I. fue dada por el TRANSELECTRIC S.A.

POT	Periodo de Estiaje			Periodo LLuvioso		
	Dda.Max	Dda.Med	Dda.Min	Dda.Max	Dda.Med	Dda.Min
MW	2425,4	1802,6	1079,1	2423,7	1802,6	1072,6
MVAR	663,4	490,3	294,2	663,3	490,3	292,2
MVA	2514,5	1868,1	1118,5	2512,8	1868,1	1111,7

Tabla 4.1: Demanda Total Coincidente del sistema por periodo y nivel de demanda

La demanda coincidente por subestación, por periodo y nivel de demanda se puede observar en el anexo C.

En los gráficos a continuación se muestran: la curva típica de demanda diaria del año 2005, la curva de demanda en el periodo estiaje y la curva de demanda en el periodo lluvioso, todas estas utilizadas en el análisis. En las dos últimas curvas se puede observar claramente los tres niveles de demanda establecidos en los casos bases.

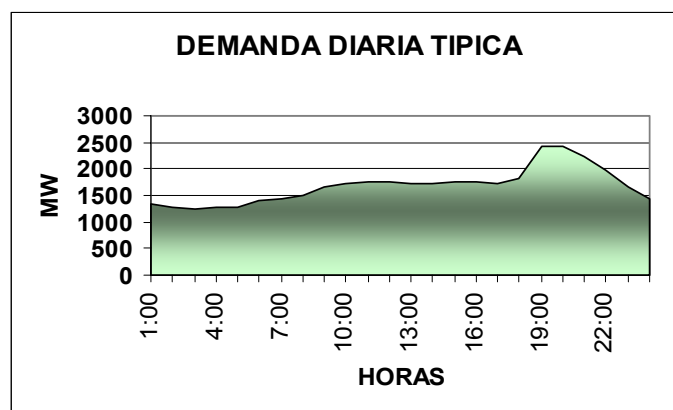


Figura 4.4: Curva típica de demanda diaria del año 2005

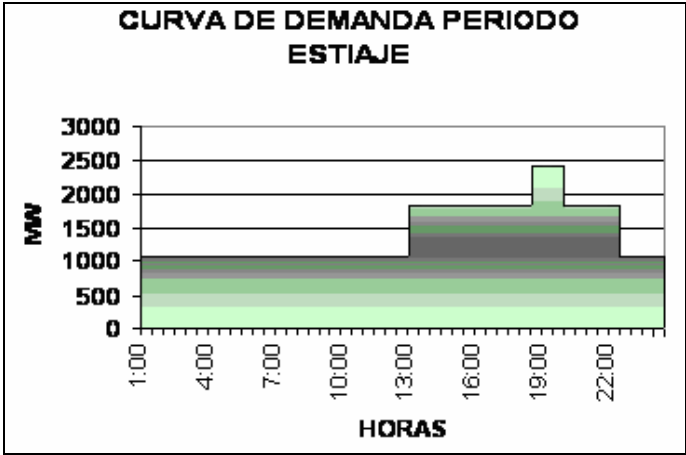


Figura 4.5: Curva de demanda periodo estiaje año 2005

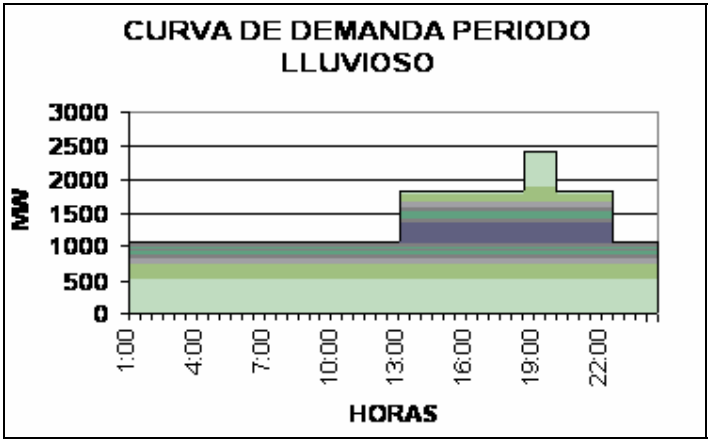


Figura 4.6: Curva de demanda periodo Lluvioso año 2005

4.4 Modelado de los Estados de los Componentes

Debido a que en este trabajo nos basaremos tanto en métodos determinísticos como métodos probabilístico para analizar las salidas de servicio que ocurren en el sistema S.N.I., desde el punto de vista de la seguridad, es necesaria la realización del modelado de los estados de los componentes para cada uno de los métodos ya mencionados.

El modelado de los estados de los componentes no es otra cosa que generar por cualquiera que sea el método utilizado los diferentes estados del sistema. Por ejemplo estos pueden generarse aleatoriamente o con algún criterio preestablecido.

4.4.1 Modelado de los Estados de los Componentes por el Método Determinístico.

El modelado de los estados de los componentes para la realización de un análisis determinístico utiliza el criterio N-1, indicado en la sección 3.2.1. La aplicación de este criterio a nuestros diferentes casos bases nos sirve para obtener los estados del sistema determinísticos.

Recordemos que las fallas de los diferentes componentes del S.N.I. tales como generadores, líneas de transmisión y transformadores, reciben el nombre de contingencias.

4.4.2 Modelado de los Estados de los Componentes por el Método Probabilístico.

El modelado de estados de los componentes para la realización de un análisis probabilístico utiliza la probabilidad de falla de cada componente del sistema. El valor de la probabilidad de falla, es obtenido del índice de “Tasa de Indisponibilidad Forzada FOR”, estudiado en la sección 3.3.3. El índice FOR es equivalente al valor de probabilidad de falla de cada uno de los componentes del sistema.

Estos valores son la base para la determinación de los estados del sistema probabilísticos.

4.4.2.1 Verificación de los Índices Probabilísticos

Los valores normalmente de los índices FOR y FR son en realidad valores medios esperados. Las predicciones que se hacen de estos valores se basan

en gran medida en los valores históricos de los índices de confiabilidad de los componentes del sistema. Es importante por lo tanto, cuando se realiza un análisis de contingencia, verificar la confiabilidad de los datos de partida. Se debe señalar que en general no existe mucha estadística con respecto al comportamiento de los sistemas eléctricos por lo tanto la escasez de estos datos ha sido uno de los principales problemas para realizar estudios sobre el comportamiento de sistemas eléctricos de potencia.

Para verificar la confiabilidad de los índices probabilísticos, Tasa de Indisponibilidad Forzada FOR y Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales FR, elaborados de los datos de falla de los componentes dados por TRANSELECTRIC S.A. debemos conocer; si los índices probabilísticos de los componentes del sistema de transmisión siguen alguna distribución de probabilidad, debido a que los SEP son sistemas cuyo funcionamiento es continuo, que puede fallar cada cierto tiempo y que son reparables. Con las distribuciones de los índices probabilísticos podemos predecir el comportamiento futuro de los componentes analizados.

En el anexo A.1 se detalla los valores de las tasa de Indisponibilidad Forzada FOR y la tasa de Frecuencia de fallas Anuales FR (ordenadas de mayor a menor), de los siguientes componentes del sistema de transmisión: líneas 138 KV, líneas 230 KV y Transformadores 138/69/13.8 KV.

Las técnicas que se utilizan para determinar a que distribución teórica se ajustan mejor los datos (del cual provienen los índices FOR y FR) son: La Prueba de Bondad de Ajuste de Kolmogorov Smirnov y el Diagrama Probabilístico¹⁹. Por la ausencia de datos en algunas variables se usan ambas técnicas para complementar el criterio de decisión que determina a que distribución provienen los datos.

Estas técnicas para determinar a que distribución de probabilidad se ajustan mejor los datos, solo se aplican a los componentes cuyas tasas FOR y FR se obtienen de los reportes de fallas de transmisión de los años 2000 al 2003; ósea líneas 138 KV, líneas 230 KV y Transformadores 138/69/13.8 KV, esto es debido a que se goza de los suficientes datos históricos reales de los mismos para garantizar la mejor aproximación de estas distribuciones al funcionamiento de estos componentes del sistema (S.N.I.).

La prueba de Bondad de Ajuste de Kolmogorov-Smirnov y el Diagrama Probabilístico, es probado para las siguientes distribuciones de probabilidad²⁰ :

¹⁹ Los resultados de la prueba de Bondad de Ajuste de Kolmogorov-Smirnov s y el Diagrama Probabilístico se detallan en el anexo D

²⁰ Los conceptos teóricos de estas distribuciones de probabilidades, se detallaran en el anexo E.

- Exponencial
- Normal
- Weibull

Para predecir el comportamiento futuro de los componentes de nuestro sistema, se escoge la distribución de probabilidad, que sigue con más exactitud los índices probabilísticos de los componentes.

En el Anexo F se detalla los valores de probabilidad de falla o tasa de indisponibilidad forzada FOR de los diferentes componentes del sistema de Generación por caso base y ordenadas de mayor a menor.

4.5 Definición de estados de Generación-Transmisión

Una vez establecida la modelación de los estados de los componentes y elegidos los periodos, cuyos despachos se pueden observar en el anexo G, comienza la definición de estados de Generación-Transmisión. Para esto se deben conocer exactamente los componentes que pertenecen al sistema analizado.

En este trabajo se utiliza para el análisis un sistema (S.N.I. del Ecuador) que consta de 69 generadores, detallados en el anexo G, 73 líneas de transmisión, especificadas en el anexo H, y 98 transformadores, detallados los anexos I y J. Debido a que en el presente trabajo, se propuso utilizar 2 métodos para evaluar la seguridad del S.N.I., se procede a realizar la definición de estados de Generación-Transmisión por criterios, los cuales son:

- El Método Determinístico y
- El Método Probabilístico

4.5.1 Definición de estados Generación-Transmisión por el Método Determinístico

Una vez establecida la modelación de estados de los componentes se procede a obtener el número de total de estados del sistema por el método determinístico (Criterio N-1).

Bajo este criterio, el número total de estados del sistema por el método determinísticos; es igual, a la suma del número total de salidas de servicio de cada uno de los componentes del sistema (generadores, líneas de

transmisión y transformadores) considerados para el análisis de cada periodo y nivel de demanda.

El Sistema Nacional Interconectado esta compuesto por 69 Generadores. Sin embargo en el despacho del parque generador del anexo G de los periodos de tiempo definidos anteriormente, se pueden apreciar que no todos los generadores se encuentran en operación. Por lo tanto, para cada periodo, el número de generadores considerados para el análisis es distinto, y la inclusión de cada uno depende si se encuentra despachada o no, la unidad de generación. Los generadores conectados a las barras 1 y 1334 no se consideran para el análisis, debido a que estos, están conectados a barras de oscilación, lo que impide hacer contingencia en dichos generadores.

En cambio el despacho de las líneas de transmisión y los transformadores del S.N.I. de acuerdo a los anexos H, I y J dados por TRANSELECTRIC S.A., son para todos los periodos los mismos; es decir, en el periodo de estiaje o en el periodo lluvioso, con sus respectivas demandas sean estas: máxima, media o mínima, tienen el mismo número de líneas de transmisión (71 CERRADOS y 2 ABIERTOS) y transformadores (97 CERRADOS y UNO ABIERTO) en operación.

A continuación se presentan el número de generadores, líneas de transmisión y transformadores, considerados para cada uno de los casos base por el método determinístico:

Componentes	Periodo de Estiaje			Periodo Lluvioso		
	Dda.Max	Dda.Med	Dda.Min	Dda.Max	Dda.Med	Dda.Min
<i>Generadores</i>	50	36	33	52	37	30
<i>Líneas de Transmisión</i>	71	71	71	71	71	71
<i>Transformadores</i>	97	97	97	97	97	97
Total de Estados	218	204	201	220	205	198

Tabla 4.2: Número Total de estados del S.N.I. aplicado el Criterio N-1

Si estuviesen despachados todos los componentes del sistema el número total de estados del sistema por el método determinístico para el análisis sería de 240.

Se debe recordar que hay un estado que considera que no hay contingencias; es decir, que todos los componentes están disponibles. Lo que da como resultado final 241 estados del sistema.

4.5.2 Definición de estados Generación-Transmisión por el Método Probabilístico

Una vez establecida la modelación de estados de los componentes se procede a obtener el número total de estados del sistema por periodo y nivel de demanda por el método probabilístico (Índice FOR). El número total de estados del sistema es igual a la suma total del número de salidas de servicio de los componentes del sistema generación-transmisión (generadores, líneas de transmisión y transformadores de potencia) que tienen un valor de probabilidad de falla; es decir, que tienen un valor de tasa de indisponibilidad forzada FOR, que es obtenida, de los datos de falla dados por TRANSELECTRIC S.A. o de los valores proporcionados por el CEPEL.

Todos los componentes del sistema tienen un valor de probabilidad de falla pero para los estados generación-transmisión por el método probabilístico solo se incluye a los componentes que tienen los valores mayores de probabilidad de falla y a los que cumplen con el criterio de selección probabilístico ha estudiar en la sección 4.9.2. Los estados del sistema probabilísticos se observaban en la tabla 4.3:

Componentes	Periodo de Estiaje			Periodo Lluvioso		
	Dda.Max	Dda.Med	Dda.Min	Dda.Max	Dda.Med	Dda.Min
<i>Generadores</i>	6	6	6	5	5	5
<i>Líneas de Transmisión</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Transformadores</i>	0	0	0	0	0	0
Total de Estados	6	6	6	5	5	5

Tabla 4.3: Número de estados del S.N.I. con mayores probabilidades de falla

4.6 Utilización del Programa Power World Simulador para el Análisis de Contingencia

La utilización del programa Power World Simulador para el Análisis de Contingencia, se refiere específicamente a la simulación de las mismas en nuestros diferentes casos bases del S.N.I. 2005 según un criterio determinado.

Power World Simulator 6.0 es un programa muy fácil de utilizar ya que permite presentar en pantalla todo el Sistema Nacional Interconectado S.N.I. 2005 dado por TRANSELECTRIC S.A y con cual se pueden simular contingencias afectando una línea de transmisión, transformador o generador directamente. Para entender mejor cómo funciona este programa se mostrarán en las próximas dos figuras ejemplos rescatados de Power World Simulator. En el primero se muestra un despacho de un sistema definido y en el segundo el impacto de una contingencia cualquiera sobre tal sistema.

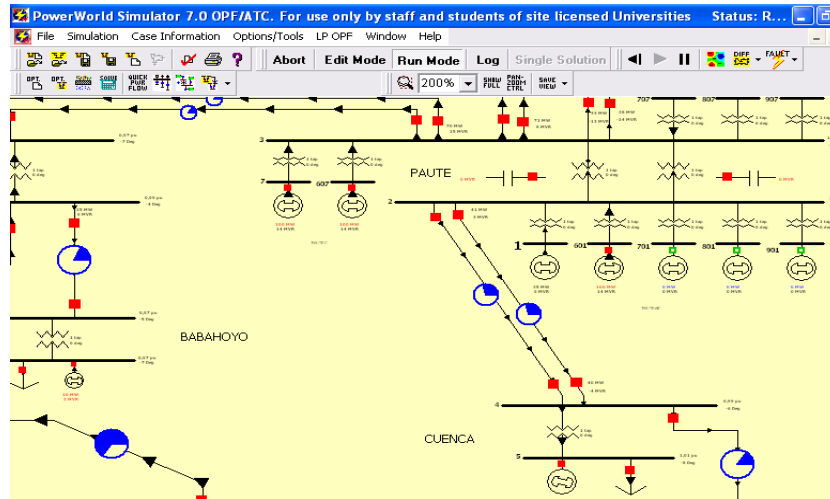


Figura 4.7: Despacho de un sistema definido en Power World Simulator

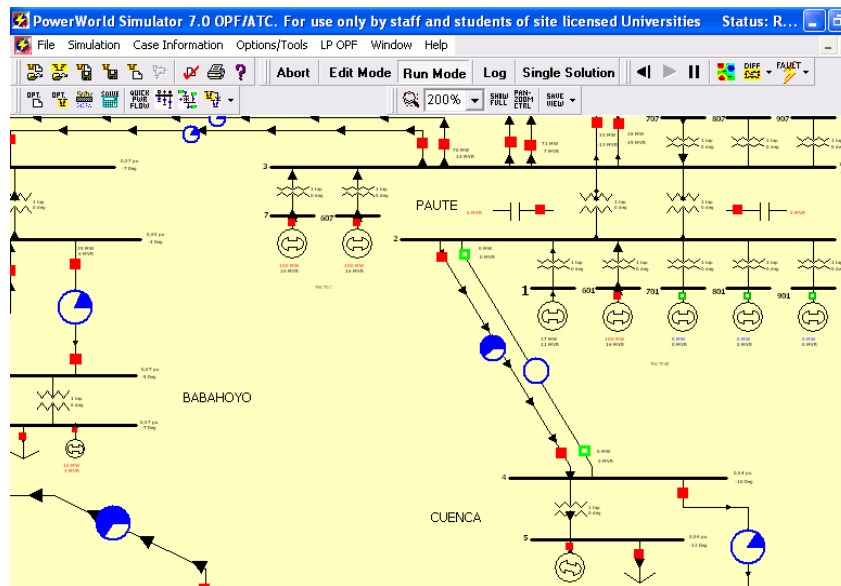


Figura 4.8: Efecto de una contingencia en un sistema definido en Power World Simulator

En el S.N.I. utilizado en Power World Simulator se realiza primero la distribución de carga de acuerdo a las condiciones climáticas (en periodos) y de nivel de demanda, se define el despacho y luego se procede a realizar las contingencias.

4.7 Simplificaciones realizadas al S.N.I. 2005

No se toman en cuenta las cargas de Pelileo, Baños, Puyo, Tena y del Coca, ni las subestaciones en las dos ultimas.

En la generadora Machala Power la cual tiene dos generadores con una capacidad máxima de aproximadamente 70 MW cada uno, se realiza un equivalente de ambos generadores en un solo generador con una capacidad máxima de 140 MW.

En la C.T. Guangopolo la cual tiene 6 generadores con diferentes capacidades máximas cada uno, se realiza un equivalente de estos seis generadores en un solo generador con una capacidad máxima de 24 MW.

4.8 Unifilar del SNI según las simplificaciones realizadas

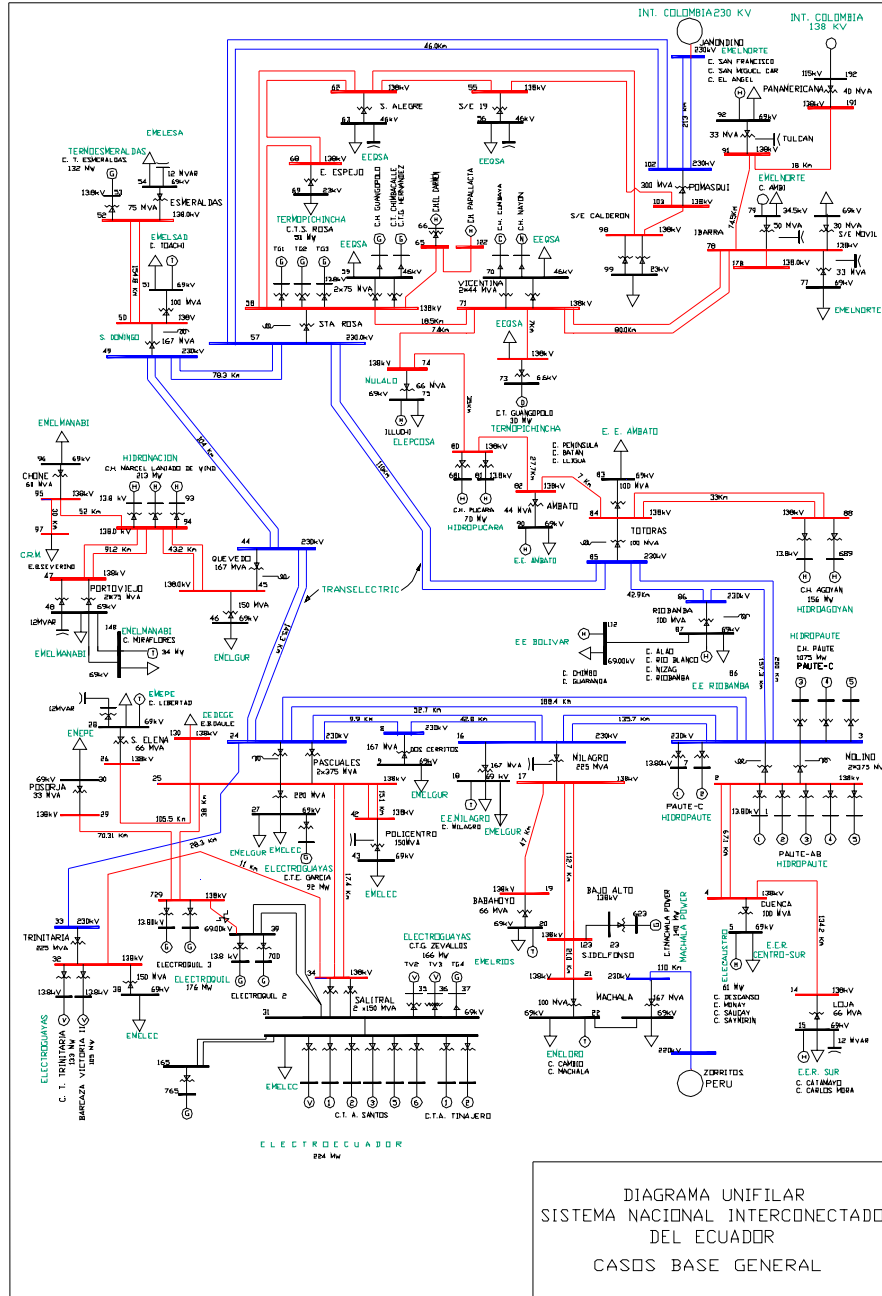


Figura 4.9: Unifilar Caso Base del S.N.I

4.9 Análisis de Contingencia

Las técnicas de análisis de contingencias se usan para predecir el efecto de las salidas de servicio de los componentes en el sistema.

Para el análisis de contingencia se modela eventos de falla simple (salida de un generador, línea de transmisión o transformador) u otros eventos de fallas de múltiples componentes (dos generadores, un transformador y una línea de transmisión, etc.), uno después de otro en secuencia hasta que todas las salidas de servicio creíbles hayan sido estudiadas.

Para cada salida de servicio probada el procedimiento de análisis de contingencia revisa que todos los flujos en las líneas y los voltajes en las barras, no excedan sus máximos permitidos; ósea para las líneas y transformadores sus correspondientes límites MVA y para las barras su límite de variación de voltaje, $0.9 \leq V \text{ (P.U.)} \leq 1.10$

Debido a que en nuestro análisis es necesario conocer los flujos de potencia en MVA de las líneas y los voltajes en P.U. de las barras después de una contingencia, entonces utilizaremos un flujo de potencia AC.

Utilizar un flujo de potencia AC representa un grado de dificultad grande cuando se deben revisar miles de casos. Es simplemente imposible, aun con el procesador más rápido ejecutar miles de flujo de potencia AC completos rápidamente.

Afortunadamente, esto no es necesario en la mayoría de los casos porque algunos de los mismos analizados no tienen violaciones a los límites de voltaje, ni del flujo de potencia.

Lo que se necesitaría son formas de eliminar todos o la mayoría de los casos en que no se producen violaciones y solo ejecutar los flujos de potencia completos en casos críticos. Esta técnica se la conoce como “selección de contingencias”.

4.9.1 Métodos de flujo de potencia AC

Debido a que existen sistemas de potencia donde la magnitud de los voltajes es un factor crítico al evaluar las contingencias. Adicionalmente, hay sistemas donde el flujo de VARS predomina en algunos circuitos, tales como cables subterráneos, y un análisis de solo el flujo de MW no es adecuado para indicar las sobrecargas. Cuando estas situaciones ocurren debemos incorporar flujos de potencia AC en el análisis de contingencia.

Power World Simulator utiliza un flujo de potencia AC para realizar el análisis de contingencia, más específicamente el método de Newton-Raphson²¹.

El procedimiento más simple para análisis de seguridad consiste en correr un flujo de potencia AC para cada salida de servicio de generador, líneas de transmisión y transformadores del sistema.

Este procedimiento determina las sobrecargas y las violaciones de los límites de voltaje de los componentes del sistema.

Debido a que nuestro sistema S.N.I. es pequeño en comparación con los grandes SEP de los países desarrollados, la utilización del simulador Power World para las corridas del flujo de potencia AC no tardarán mucho tiempo en ejecutarse.

4.9.2 Selección de Contingencias

En estos tiempos, debido a la forma en que los sistemas de potencia son diseñados y operados, muy pocas de las salidas de servicio de los componentes causan problemas; es decir, la mayor parte del tiempo que se

²¹ Véase el método de Newton Raphson en el anexo K

corren los flujos de potencia nos darán soluciones que no indican problemas, solo una parte pequeña de los flujos nos indicarán que existen sobrecargas y/o violaciones de voltaje²².

La solución a este dilema es la de encontrar una forma de selección de contingencias de tal forma que solo aquellas que podrían causar una sobrecarga o violaciones del límite de voltaje sean estudiadas en detalle y los otros casos que no sean analizados. La selección de los casos críticos de las salidas de servicio de los componentes no es un procedimiento exacto y ha sido tema de intensa investigación en los últimos años.

Se pueden presentar 2 fuentes de error:

1. La selección de muchos casos para ser analizados.
2. La omisión en la selección de casos malos. En esta situación algunas contingencias críticas no son seleccionadas, lo que daría como resultado problemas en la operación del sistema.

²² Vea el anexo L para conocer más detalles conceptuales sobre las sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores y violaciones de voltaje en barra en el S.N.I.

La selección de contingencias que se utiliza en este trabajo varia dependiendo del método determinístico y del método probabilístico.

Para el método determinístico, el criterio de selección utilizado es el N-1, estudiado anteriormente.

Las contingencias que para su solución implicaron maniobras de transferencias de carga (manual) a subestaciones de distribución a nivel de los 69 KV o 46 KV respectivamente solo se realizaron en un despacho con nivel de demanda media debido a que para efectuar estas maniobras se necesita por lo mínimo más de una hora en su ejecución (por parte de la empresa eléctrica de distribución local). No se realizan estas maniobras en un despacho con nivel de demanda máxima debido a que esta demanda dura menos de una hora. Tampoco se realizan estas maniobras en un despacho con nivel de demanda mínima debido a que estas maniobras ya habían sido realizadas con un despacho con nivel de demanda superior, por lo tanto distribuir menores cantidades de carga entre las subestaciones es mucho más sencillo.

Las maniobras de transferencia de carga entre las subestaciones de distribución, se realiza en la ciudad de Quito a nivel de los 46 KV, en cambio en la ciudad de Guayaquil se lo hace a nivel de los 69 KV, debido a las

configuraciones de los sistemas de distribución de dichas ciudades respectivamente.

En cada caso base de ambos periodos (estiaje/lluvioso) se presentan las soluciones de las contingencias que provocan pérdida de generación, violaciones a los límites de operación de los componentes o transferencia y desconexión de carga.

Por lo tanto a continuación se presentan las contingencias por periodo climático y nivel de demanda que necesitaron solución utilizando el criterio determinístico

a) En el caso base *Demanda Máxima-Periodo de Estiaje*, las contingencias seleccionadas se pueden apreciar en la tabla 4.4.

#	Barra Inicial	Barra Final	C	Componente
1	2	4	1	LINEA PAUTE-CUENCA 138 KV
2	2	4	2	LINEA PAUTE-CUENCA 138 KV
3	2	601	1	TRAFO S/E PAUTE-AB
4	2	701	1	TRAFO S/E PAUTE-AB
5	2	801	1	TRAFO S/E PAUTE-AB
6	3	7	1	TRAFO S/E PAUTE-C
7	3	607	1	TRAFO S/E PAUTE-C
8	3	707	1	TRAFO S/E PAUTE-C
9	3	807	1	TRAFO S/E PAUTE-C
10	5	-		GEN S/E CUENCA
11	7	-	1	GEN S/E PAUTE-C
12	23	123	1	LINEA 138 KV A S/E MACH POWER
13	23	623	1	TRAFO S/E MACH POWER
14	25	729		LINEA PASCUALES-ELECTROQUIL3 138 KV
15	25	27		TRAFO S/E PASCUALES 138-69-13,8 KV
16	31	35	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 1
17	31	36	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 2
18	32	632	1	TRAFO S/E TRINITARIA
19	32	38		TRAFO S/E TRINITARIA 138-69-13,8 KV
20	35	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 1
21	36	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 2
22	42	43		TRAFO S/E POLICENTRO 138-69-13,8 KV
23	44	45		TRAFO S/E QUEVEDO 230-138-13,8 KV
24	47	94	1	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
25	47	94	2	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
26	47	48	1	TRAFO S/E PORTOVIEJO 138-69-13,8 KV
27	47	48	2	TRAFO S/E PORTOVIEJO 138-69-13,8 KV
28	52	53	1	TRAFO S/E TERMOESMERALDAS
29	53	-	1	GEN S/E TERMOESMERALDAS
30	57	58	1	TRAFO S/E SANTA ROSA 138-230-13,8 KV
31	58	71	1	LINEA SANTA ROSA-VICENTINA 138 KV
32	58	59	1	TRAFO S/E SANTA ROSA 138-46-13,8 KV
33	58	59	2	TRAFO S/E SANTA ROSA 138-46-13,8 KV
34	62	63		TRAFO S/E S-ALEGRE 138-46 KV
35	70	670		TRAFO CUMBAYA S/E VICENTINA
36	70	770		TRAFO NAYON S/E VICENTINA
37	70	71	1	TRAFO S/E VICENTINA 138-46 KV
38	70	71	2	TRAFO S/E VICENTINA 138-46 KV
39	74	80	1	LINEA LATACUNGA-PUCARA 138 KV
40	98	99	1	TRAFO S/E CALDERON 138-23 KV
41	98	99	2	TRAFO S/E CALDERON 138-23 KV
42	102	103	1	TRAFO S/E POMASQUI 138-230-13,8 KV
43	601	-	1	GEN S/E PAUTE-AB
44	607	-	1	GEN S/E PAUTE-C
45	623	-	1	GEN S/E MACH POWER
46	632	-	1	GEN S/E TRINITARIA
47	670	-		GEN CUMBAYA S/E VICENTINA
48	701	-	1	GEN S/E PAUTE-AB
49	707	-	1	GEN S/E PAUTE-C
50	770	-		GEN NAYON S/E VICENTINA
51	801	-	1	GEN S/E PAUTE-AB
52	807	-	1	GEN S/E PAUTE-C
53	1332	-	1	GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA

Tabla 4.4: Método Determinístico contingencias seleccionadas Caso Base

Demanda Máxima-Periodo Estiaje

b) En el caso base *Demanda Media-Periodo de Estiaje*, las contingencias seleccionadas se pueden apreciar en la tabla 4.5.

#	Barra Inicial	Barra Final	C	Componente
1	23	123		LINEA 138 KV A S/E MACH POWER
2	23	623		TRAFO S/E MACH POWER
3	25	27		TRAFO S/E PASCUALES 138-69-13,8 KV
4	31	35	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 1
5	31	36	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 2
6	32	632	1	TRAFO S/E TRINITARIA
7	32	38		TRAFO S/E TRINITARIA 138-69-13,8 KV
8	35	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 1
9	36	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 2
10	42	43		TRAFO S/E POLICENTRO 138-69-13,8 KV
11	47	94	1	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
12	47	94	2	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
13	47	48	1	TRAFO PORTOVIEJO 138-69-13,8 KV
14	47	48	2	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
15	52	53		TRAFO S/E TERMOESMERALDAS
16	53	-		GEN S/E TERMOESMERALDAS
17	57	58		TRAFO S/E SANTA ROSA 138-230-13,8 KV
18	58	71	1	LINEA SANTA ROSA-VICENTINA 138 KV
19	62	63		TRAFO S/E S-ALEGRE 138-46 KV
20	70	670		TRAFO CUMBAYA S/E VICENTINA
21	70	770		TRAFO NAYON S/E VICENTINA
22	70	71	1	TRAFO S/E VICENTINA 138-46 KV
23	70	71	2	TRAFO S/E VICENTINA 138-46 KV
24	98	99	1	TRAFO S/E CALDERON 138-23 KV
25	98	99	2	TRAFO S/E CALDERON 138-23 KV
26	623	-		GEN S/E MACH POWER
27	632	-	1	GEN S/E TRINITARIA
28	670	-		GEN CUMBAYA S/E VICENTINA
29	770	-		GEN NAYON S/E VICENTINA
30	1332	-		GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA

Tabla 4.5: Método Determinístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Media-Periodo Estiaje.

c) En el caso base *Demanda Mínima-Periodo de Estiaje*, las contingencias seleccionadas se pueden apreciar en la tabla 4.6.

#	Barra Inicial	Barra Final	C	Componente
1	23	123		LINEA 138 KV A S/E MACH POWER
2	23	623		TRAFO S/E MACH POWER
3	31	35	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 1
4	31	36	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 2
5	32	632	1	TRAFO S/E TRINITARIA
6	35	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 1
7	36	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 2
8	52	53		TRAFO S/E TERMOESMERALDAS
9	53	-		GEN S/E TERMOESMERALDAS
10	623	-		GEN S/E MACH POWER
11	632	-	1	GEN S/E TRINITARIA
12	1332	-		GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA

Tabla 4.6: Método Determinístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Mínima-Periodo Estiaje.

d) En el caso base *Demanda Máxima-Periodo Lluvioso*, las contingencias seleccionadas se pueden apreciar en la tabla 4.7.

#	Barra Inicial	Barra Final	C	Componente
1	2	4	1	LINEA PAUTE-CUENCA 138 KV
2	2	4	2	LINEA PAUTE-CUENCA 138 KV
3	2	601	1	TRAFO S/E PAUTE-AB
4	2	701	1	TRAFO S/E PAUTE-AB
5	2	801	1	TRAFO S/E PAUTE-AB
6	2	901	1	TRAFO S/E PAUTE-AB
7	3	7	1	TRAFO S/E PAUTE-C
8	3	607	1	TRAFO S/E PAUTE-C
9	3	707	1	TRAFO S/E PAUTE-C
10	3	807	1	TRAFO S/E PAUTE-C
11	3	907	1	TRAFO S/E PAUTE-C
12	5	-		GEN S/E CUENCA
13	7	-	1	GEN S/E PAUTE-AB
14	23	123		LINEA 138 KV A S/E MACH POWER
15	23	623		TRAFO S/E MACH POWER
16	25	729		LINEA PASCUALES-ELECTROQUIL3 138 KV
17	25	27		TRAFO S/E PASCUALES 138-69-13,8 KV
18	31	35	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 1
19	31	36	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 2
20	32	38	1	TRAFO S/E TRINITARIA 138-69-13,8 KV
21	35	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 1
22	36	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 2
23	42	43		TRAFO S/E POLICENTRO 138-69-13,8 KV
24	44	45		TRAFO S/E QUEVEDO 230-138-13,8 KV
25	47	94	1	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
26	47	94	2	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
27	47	48	1	TRAFO SUB EMEL MANABI 138-69-13,8 KV
28	47	48	2	TRAFO SUB EMEL MANABI 138-69-13,8 KV
29	52	53		TRAFO CENTRAL TERMOESMERALDAS
30	53	-		GEN TERMOESMERALDAS
31	57	58		TRAFO SUB SANTA ROSA 138-230-13,8 KV
32	58	71		LINEA SANTA ROSA-VICENTINA 138 KV
33	58	59	1	TRAFO S/E SANTA ROSA 138-46-13,8 KV
34	58	59	2	TRAFO S/E SANTA ROSA 138-46-13,8 KV
35	62	63		TRAFO S/E S-ALEGRE 138-46 KV
36	70	670		TRAFO CUMBAYA S/E VICENTINA
37	70	770		TRAFO NAYON S/E VICENTINA
38	70	71	1	TRAFO S/E VICENTINA 138-46 KV
39	70	71	2	TRAFO S/E VICENTINA 138-46 KV
40	74	80		LINEA LATACUNGA-PUCARA 138 KV
41	98	99	1	TRAFO S/E CALDERON 138-23 KV
42	98	99	2	TRAFO S/E CALDERON 138-23 KV
43	102	103	1	TRAFO S/E POMASQUI 138-230-13,8 KV
44	601	-	1	GEN S/E PAUTE-AB
45	607	-	1	GEN S/E PAUTE-C
46	623	-	1	GEN S/E MACH POWER
47	670	-		GEN CUMBAYA S/E VICENTINA
48	701	-	1	GEN S/E PAUTE-AB
49	707	-	1	GEN S/E PAUTE-C
50	770	-		GEN NAYON S/E VICENTINA
51	801	-	1	GEN S/E PAUTE-AB
52	807	-	1	GEN S/E PAUTE-C
53	901	-	1	GEN S/E PAUTE-AB
54	907	-	1	GEN S/E PAUTE-C
55	1332	-		GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA

Tabla 4.7: Método Determinístico contingencias seleccionadas Caso Base

Demanda Máxima-Periodo Lluvioso.

e) En el caso base *Demanda Media-Periodo Lluvioso*, las contingencias seleccionadas se pueden apreciar en la tabla 4.8.

#	Barra Inicial	Barra Final	C	Componente
1	23	123		LINEA 138 KV A S/E MACH POWER
2	23	623		TRAFO S/E MACH POWER
3	25	27		TRAFO S/E PASCUALES 138-69-13,8 KV
4	25	24	1	TRAFO S/E PASCUALES 138-230-13,8 KV
5	25	24	2	TRAFO S/E PASCUALES 138-230-13,8 KV
6	31	35	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 1
7	31	36	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 2
8	32	38	1	TRAFO S/E TRINITARIA 138-69-13,8 KV
9	35	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 1
10	36	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 2
11	42	43		TRAFO S/E POLICENTRO 138-69-13,8 KV
12	47	94	1	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
13	47	94	2	LINEA PORTOVIEJO-D.PERIPA 138 KV
14	47	48	1	TRAFO SUB EMEL MANABI 138-69-13,8 KV
15	47	48	2	TRAFO SUB EMEL MANABI 138-69-13,8 KV
16	52	53		TRAFO CENTRAL TERMOESMERALDAS
17	53	-		GEN TERMOESMERALDAS
18	57	58		TRAFO SUB SANTA ROSA 138-230-13,8 KV
19	58	71		LINEA SANTA ROSA-VICENTINA 138 KV
20	62	63		TRAFO S/E S-ALEGRE 138-46 KV
21	70	670		TRAFO CUMBAYA S/E VICENTINA
22	70	770		TRAFO NAYON S/E VICENTINA
23	70	71	1	TRAFO S/E VICENTINA 138-46 KV
24	70	71	2	TRAFO S/E VICENTINA 138-46 KV
25	98	99	1	TRAFO S/E CALDERON 138-23 KV
26	98	99	2	TRAFO S/E CALDERON 138-23 KV
27	102	103	1	TRAFO S/E POMASQUI 138-230-13,8 KV
28	623	-	1	GEN S/E MACH POWER
29	670	-		GEN CUMBAYA S/E VICENTINA
30	770	-		GEN NAYON S/E VICENTINA
31	1332	-		GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA

Tabla 4.8: Método Determinístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Media-Periodo Lluvioso.

f) En el caso base *Demanda Mínima-Periodo Lluvioso*, las contingencias seleccionadas se pueden apreciar en la tabla 4.9.

#	Barra Inicial	Barra Final	C	Componente
1	23	123		LINEA 138 KV A S/E MACH POWER
2	23	623		TRAFO S/E MACH POWER
3	31	35	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 1
4	31	36	1	TRAFO S/E G. ZEVALLOS 2
5	35	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 1
6	36	-	1	GEN S/E G. ZEVALLOS 2
7	52	53		TRAFO S/E TERMOESMERALDAS
8	53			GEN S/E TERMOESMERALDAS
9	623			GEN S/E MACH POWER
10	1332			GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA

Tabla 4.9: Método Determinístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Mínima-Periodo Lluvioso.

Para el método Probabilístico, el criterio de selección utilizado para elegir cuantas contingencias serán analizadas, de las listas de componentes (ver anexo C3) con mayores valores de probabilidades de falla por caso base, es el criterio del factor de capacidad (CP), elaborado por el Electric Power Research Institute (EPRI)²³, el cual clasifica a las unidades generadoras según su capacidad generada en un periodo determinado de tiempo

Con este criterio, si a una unidad generadora se la clasifica en un modo de operación base, significa que esta unidad tubo una gran contribución de energía durante todo el periodo analizado en el S.N.I, por lo tanto se hizo prácticamente indispensable para su buen funcionamiento.

²³ Las referencias teóricas y formulas para realizar los cálculos sobre este criterio se detallan en el anexo M.

Los valores calculados de CP para los generadores que encabezan la lista de los valores de probabilidades de falla fueron:

Número Barra	Componente	ID	Tasa FOR	Energía Entregada al MEM (MWh)	Potencia Nominal (MW)	CP
623	Gen Subestación Mach Power	G	0,07690	799146	140	65%
632	Gen Subestación Trinitaria	V	0,07690	745712	133	64%
1332	Gen Interconexión Colombia		0,07690	1716008	250	78%
35	Gen Subestación G. Zevallos 1	V	0,06553	386432	73	60%
36	Gen Subestación G. Zevallos 2	V	0,06553	386432	73	60%
53	Gen Central Termoesmeraldas	V	0,06553	865206	125	79%
627	Gen Subestación Enrique García	G	0,06553	178952	102	20%
732	Gen Barcaza Victoria II	D	0,06553	277202	105	30%

Tabla 4.10: Factor de Capacidades para el Criterio Probabilístico.

Por lo tanto se escoge a las contingencias en cada caso base que son consideradas por el criterio del factor de capacidad como unidades generadoras base, debido a son los generadores que más operan durante el periodo analizado. Para ser considerados como unidades base el FC de los generadores debe ser mayor al 50 %.

Los porcentajes de CP fueron calculados según datos del CENACE del año 2005.

Para los diferentes casos bases tenemos:

a) En el caso base *Demanda Máxima-Periodo de Estiaje*, las contingencias seleccionadas por el criterio de selección aplicado en el método probabilístico, se pueden apreciar en la tabla 4.11.

#	BARRA	ID	GENERADORES	FOR
1	623	1	GEN S/E MACH POWER	0,076898742
2	632	V	GEN S/E TRINITARIA	0,076898742
3	1332	1	GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA	0,076898742
4	35		GEN S/E G. ZEVALLOS 1	0,065528067
5	36		GEN S/E G. ZEVALLOS 2	0,065528067
6	53	1	GEN S/E TERMOESMERALDAS	0,065528067

Tabla 4.11: Método Probabilístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Máxima-Periodo Estiaje

b) En el caso base *Demanda Media-Periodo de Estiaje*, las contingencias seleccionadas por el criterio de selección aplicado en el método probabilístico, se pueden apreciar en la tabla 4.12.

#	BARRA	ID	GENERADORES	FOR
1	623	1	GEN S/E MACH POWER	0,076898742
2	632	V	GEN S/E TRINITARIA	0,076898742
3	1332	1	GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA	0,076898742
4	35		GEN S/E G. ZEVALLOS 1	0,065528067
5	36		GEN S/E G. ZEVALLOS 2	0,065528067
6	53	1	GEN S/E TERMOESMERALDAS	0,065528067

Tabla 4.12: Método Probabilístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Media-Periodo Estiaje

c) En el caso base *Demanda Mínima-Periodo de Estiaje*, las contingencias seleccionadas por el criterio de selección aplicado en el método probabilístico, se pueden apreciar en la tabla 4.13.

#	BARRA	ID	GENERADORES	FOR
1	623	1	GEN S/E MACH POWER	0,076898742
2	632	V	GEN S/E TRINITARIA	0,076898742
3	1332	1	GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA	0,076898742
4	35		GEN S/E G. ZEVALLOS 1	0,065528067
5	36		GEN S/E G. ZEVALLOS 2	0,065528067
6	53	1	GEN S/E TERMOESMERALDAS	0,065528067

Tabla 4.13: Método Probabilístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Mínima-Periodo Estiaje

d) En el caso base *Demanda Máxima-Periodo Lluvioso*, las contingencias seleccionadas por el criterio de selección aplicado en el método probabilístico, se pueden apreciar en la tabla 4.14.

#	BARRA	ID	GENERADORES	FOR
1	623	1	GEN S/E MACH POWER	0,076898742
2	1332	1	GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA	0,076898742
3	35		GEN S/E G. ZEVALLOS 1	0,065528067
4	36		GEN S/E G. ZEVALLOS 2	0,065528067
5	53	1	GEN S/E TERMOESMERALDAS	0,065528067

Tabla 4.14: Método Probabilístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Máxima-Periodo Lluvioso

e) En el caso base *Demanda Media-Periodo Lluvioso*, las contingencias seleccionadas por el criterio de selección aplicado en el método probabilístico, se pueden apreciar en la tabla 4.15.

#	BARRA	ID	GENERADORES	FOR
1	623	1	GEN S/E MACH POWER	0,076898742
2	1332	1	GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA	0,076898742
3	35		GEN S/E G. ZEVALLOS 1	0,065528067
4	36		GEN S/E G. ZEVALLOS 2	0,065528067
5	53	1	GEN S/E TERMOESMERALDAS	0,065528067

Tabla 4.15: Método Probabilístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Media-Periodo Lluvioso

f) En el caso base *Demanda Mínima-Periodo Lluvioso*, las contingencias seleccionadas por el criterio de selección aplicado en el método probabilístico, se pueden apreciar en la tabla 4.16.

#	BARRA	ID	GENERADORES	FOR
1	623	1	GEN S/E MACH POWER	0,076898742
2	1332	1	GEN INTERCONEXIÓN COLOMBIA	0,076898742
3	35		GEN S/E G. ZEVALLOS 1	0,065528067
4	36		GEN S/E G. ZEVALLOS 2	0,065528067
5	53	1	GEN S/E TERMOESMERALDAS	0,065528067

Tabla 4.16: Método Probabilístico contingencias seleccionadas Caso Base
Demanda Mínima-Periodo Lluvioso

4.10 Medidas para la solución de las contingencias seleccionadas

4.10.1 Medidas para Contingencias

Las medidas aplicadas para llevar al sistema a un estado más seguro en el corto y largo plazo en una contingencia son:

- La utilización de la reserva de generación de potencia activa de cada uno de los generadores por separado o en conjunto. La suma de la potencia activa de reserva en caliente de cada uno de los generadores del sistema se la conoce como Margen de Reserva del Sistema MRS que se estudia en la sección 4.10.2 con más detalle.
- Colocando nuevos componentes en el SNI, sean estos, líneas de transmisión o transformadores para solucionar las sobrecargas en los componentes del sistema.
- Disminuyendo la potencia activa de los generadores; esto se hace, cuando por la acción de una contingencia se desconecta carga del sistema provocando que haya generación de potencia activa en exceso.

- Compensación de reactivos para mantener el voltaje en barras con valores entre 0,9 y 1,1 p.u.
- Redistribuyendo carga entre subestaciones cercanas que tengan conexión a nivel de 69 KV de existir pérdida de carga considerable.
- Desconexión de carga cuando las violaciones provoquen sobrecargas en los transformadores y comprometan la vida útil del mismo.

4.10.2 Margen de Reserva del Sistema MRS

Un criterio para analizar el efecto a nuestro sistema de potencia S.N.I. de cada contingencia seleccionada por su análisis determinístico y probabilístico es utilizando el margen de reserva del sistema.

El MRS es la cantidad de potencia activa MW disponible en caso de una contingencia. Este MRS se utiliza para la solución de la contingencia desde el punto de vista de la seguridad del sistema.

El Margen de Reserva del Sistema es un factor importante para solucionar las contingencias dependiendo de si se tiene la reserva de potencia en caliente disponible para la solución de dicha contingencia.

Este MRS varia de valor en los 6 casos bases de este trabajo debido a que el sistema tiene diferentes valores de demandas de carga y diferentes generadores despachados.

Cuando por la acción de una contingencia el generador G1 que esta conectado a la barra de oscilación de la subestación Paute deba generar valores mayores a su máxima potencia instalada de generación para suplir la demanda de carga provocada por la contingencia, en esos casos utilizaremos el MRS necesario para manipular el parque generador de la manera más correcta para solucionar la perdida de carga regresando al sistema al estado de operación mas seguro posible.

Se consideraran en nuestro estudio de seguridad del S.N.I. los estados del sistema, estudiados en la *sección 2.3*, ósea; el estado normal, el estado de alerta, el estado emergencia, el estado de extrema emergencia y el estado de recuperación.

Las tablas y valores aproximados del MRS para cada uno de los 6 casos bases se detallan en el anexo N.

Capítulo 5. Cálculo y Análisis de los Resultados

Los análisis de los resultados de las diferentes contingencias simuladas en Power World se muestran a continuación, pero antes mencionaremos las características más resaltantes de los diferentes casos bases²⁴.

l) En el caso base *Demanda Máxima-Periodo Estiaje*, el sistema S.N.I. tiene los siguientes componentes que sufren violaciones a sus límites de operación, ver tabla 5.1.

DE	A	Descripción	Capacidad [MVA]	Φ [MVA]	Sobrecarga
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	100	103,3	3,3%
71	70	TRAFO 138/46 KV VICENTINA 1	43	52,3	21,7%
71	70	TRAFO 138/46 KV VICENTINA 2	48	56,4	17,6%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	33	36,1	9,4%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	33	36,1	9,4%

Tabla 5.1: Violaciones en Transformadores Caso Base Demanda Máxima-Periodo Estiaje.

En total, este caso base tiene 5 transformadores que sufren violaciones en sus límites de operación.

²⁴ Es necesario mencionar que todos los transformadores en los casos bases están funcionando a su máxima capacidad MVA, según la capacidad de cada uno.

II) En el caso base *Demanda Máxima-Periodo Lluvioso*, el sistema S.N.I. tiene los siguientes componentes que sufren violaciones a sus límites de operación, ver tablas 5.2.

DE	A	Descripción	Capacidad [MVA]	Φ [MVA]	Sobrecarga
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	100	103,3	3,3%
71	70	TRAFO 138/46 KV VICENTINA 1	43	48,1	11,9%
71	70	TRAFO 138/46 KV VICENTINA 2	48	51,9	8,1%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	33	36,1	9,3%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	33	36,1	9,3%

Tabla 5.2: Violaciones en Transformadores Caso Base Demanda Máxima-Periodo Lluvioso

En total, este caso base tiene 5 transformadores que sufren violaciones en sus límites de operación.

III) En el caso base *Demanda Media-Periodo Estiaje*, el sistema S.N.I. no tiene ningún componente con violaciones a sus límites de operación.

IV) En el caso base *Demanda Media-Periodo Lluvioso*, el sistema S.N.I. no tiene ningún componente con violaciones a sus límites de operación.

V) En el caso base *Demanda Mínima-Periodo Estiaje*, el sistema S.N.I. no tiene ningún componente con violaciones a sus límites de operación.

VI) En el caso base *Demanda Mínima-Periodo Lluvioso*, el sistema S.N.I. no tiene ningún componente con violaciones a sus límites de operación.

Se ha determinado que al correr el flujo de potencia en el caso base demanda máxima periodo estiaje y en el caso base demanda máxima periodo lluvioso, existen sobrecargas en los transformadores indicados en las tablas 5.1 y 5.2, pero los valores de estas sobrecargas son aceptables en estos componentes debido a que la duración del periodo de la demanda máxima en el día no supera los 30 minutos. En el anexo O se detalla los valores límites aceptables de sobrecargas de los transformadores en un SEP.

5.1 Método Determinístico: Análisis y Solución de las Contingencias Seleccionadas

En esta sección se realizó un análisis de las contingencias seleccionadas de la aplicación del criterio N-1, en los diferentes casos base del S.N.I. Además se presentarán medidas para aplacar estas contingencias.

Las medidas para aplacar las violaciones producidas por las contingencias seleccionadas en los diferentes casos bases, se basaron en la utilización del margen de reserva del sistema, la disminución de potencia activa de generación y la transferencia de carga entre subestaciones de distribución,

estas medidas son aplicables a los momentos después de producirse la contingencia.

El análisis de las contingencias seleccionadas por el criterio determinístico para los diferentes casos bases se muestra a continuación, detallando el número total y las principales violaciones de las contingencias elegidas.

a) Para el caso base *Demanda Máxima-Periodo Estiaje* de las contingencias de la Tabla 4.4 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Cuenca de la barra 5, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.3:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,3	43	21,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	155,5	100	55,50%

Tabla 5.3: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Cuenca Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.4:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
14	LOJA 138 KV	0,7992	110,29
15	LOJA 69 KV	0,81451	56,201
5	CUENCA 69 KV	0,8935	123,302
4	CUENCA 138 KV	0,8766	60,485

Tabla 5.4: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia
Generador S/E Cuenca Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para mejorar la operación en esta contingencia es la separación de al menos el 40% de carga de la S/E CUENCA de 142,8 MW a 85,68 MW.

- Ha salido de servicio la línea Paute–Cuenca C1 138KV que inicia desde la barra 2 hasta la barra 4, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.5:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	4	LINEA PAUTE-CUENCA 138KV 2	204	141	44,70%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,3	43	21,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,6	100	3,60%

Tabla 5.5: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Paute-Cuenca
C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.6:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
14	LOJA 138 KV	0,62919	86,828
15	LOJA 69 KV	0,63789	44,014
155	FICTICIA-LOJA	0,63789	44,015
244	LOJA-F	0,65375	0
344	LOJA-T	0,65375	9,022
234	CUENCA-F	0,7643	0
334	CUENCA-T	0,7643	10,547
5	CUENCA 69 KV	0,7672	52,937
4	CUENCA 138 KV	0,7709	106,384

Tabla 5.6: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T
Paute-Cuenca C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para mejorar la operación en esta contingencia es la separación de al menos el 55% de la carga de la S/E LOJA de 44,6.MW a 20,07 MW.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea Paute-Cuenca C2 138 KV.

- Ha salido de servicio el transformador de la subestación Paute (138/13,8 KV) que inicia desde la barra 2 hasta la barra 601, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.7

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV S/E PAUTE AB 1	169,5	127,7	35,4%
71	70	TRAFO 138/46 KV VICENTINA 1	52,3	43	21,60%
71	70	TRAFO 138/46 KV VICENTINA 2	56,4	48	17,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/69/13,8 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.7: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E Paute 138/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.8:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	81,95
28	G. S. ELENA 1	ACTIVO	6	ACTIVO	23,54
66	G. EL CARMEN 1	ACTIVO	8,2	ACTIVO	21,61
148	G. MONTECRISTI	ACTIVO	5	ACTIVO	22,54
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	39,13
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	29,13
1332	INTER. CON COLOMBIA	ACTIVO	235	ACTIVO	249,44

Tabla 5.8: Medidas para la Contingencia Transformador S/E Paute
138/13,8 KV Caso base D.Máx-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en los transformadores y generadores de la S/E Paute detallados a continuación:

TRAF0 S/E PAUTE AB	Desde la barra 2 hasta la barra 701
TRAF0 S/E PAUTE AB	Desde la barra 2 hasta la barra 801
TRAF0 S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 7
TRAF0 S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 607
TRAF0 S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 707

TRAFO S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 807
GEN S/E PAUTE AB	Generador inicia en barra 601
GEN S/E PAUTE AB	Generador inicia en barra 701
GEN S/E PAUTE AB	Generador inicia en barra 801
GEN S/E PAUTE C	Generador inicia en barra 7
GEN S/E PAUTE C	Generador inicia en barra 607
GEN S/E PAUTE C	Generador inicia en barra 707
GEN S/E PAUTE C	Generador inicia en barra 807

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.9:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV S/E PAUTE AB 1	200,1	127,7	56,70%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,3	43	21,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E. CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.9: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador
S/E Machala Power Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.10:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	81,95
28	G. S. ELENA 1	ACTIVO	6	ACTIVO	23,54
64	G. S. ROSA 1	ACTIVO	0	ACTIVO	16,51
66	G. EL CARMEN 1	ACTIVO	8,2	ACTIVO	21,61
148	G. MONTECRISTI	ACTIVO	5	ACTIVO	22,54
664	G. S. ROSA 2	ACTIVO	0	ACTIVO	16,51
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	39,13
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	29,13
1332	INTER. CON COLOMBIA	ACTIVO	235	ACTIVO	249,44

Tabla 5.10: Medidas para la Contingencia Generador S/E Machala
Power Caso base D.Máx-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea de transmisión y transformador de la S/E Machala Power detallados a continuación:

LINEA A S/E MACH POWER Desde la barra 23 hasta la barra 123
 TRAF0 S/E MACH POWER Desde la barra 23 hasta la barra 623.

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.11:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV S/E PAUTE AB 1	141,8	127,7	13,2%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,2	43	21,4%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,3%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,4%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,4%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,3%

Tabla 5.11: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesito aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.12:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	84,7
28	G. S. ELENA 1	ACTIVO	6	ACTIVO	24
66	G. EL CARMEN 1	ACTIVO	8,2	ACTIVO	12
148	G. MIRAFLORES	ACTIVO	5	ACTIVO	23
1332	INTER. CON COLOMBIA	ACTIVO	235	ACTIVO	245

Tabla 5.12: Medidas para la Contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador y los transformadores de la S/E Gonzalo Zevallos detallados a continuación:

GEN S/E G. ZEVALLOS Generador inicia en barra 36
 TRAFOS S/E G. ZEVALLOS Desde la barra 31 hasta la barra 35
 TRAFOS S/E G. ZEVALLOS Desde la barra 31 hasta la barra 36

- Ha salido de servicio la línea Portoviejo-Daule Peripa C1 138 KV que inicia desde la barra 47 hasta la barra 94, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.13:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
47	94	LINEA PORTOV-D. PERIPA 138KV 2	159,2	100	59,20%
71	70	TRAFOS 138/23 KV VICENTINA 1	52,2	43	21,50%
71	70	TRAFOS 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,30%
98	99	TRAFOS 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFOS 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFOS 138/13,8/69 KV S/E. CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.13: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Portoviejo-D.Peripa C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.14:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
148	MONTECRISTI 69 KV	0,67882	46,839
47	PORTOVIEJO 138 KV	0,72145	99,56
48	PORTOVIEJO 69 KV	0,73521	50,729
247	MANTA-F2	0,80677	0
347	MANTA-T2	0,80677	11,133
346	MANTA-T1	0,8107	11,188
246	MANTA-F1	0,8107	0
14	LOJA 138 KV	0,89826	123,96

Tabla 5.14: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Portoviejo-D.Peripa C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para mejorar la operación en esta contingencia fue la desconexión del 25,24% (13,50 MW) de carga de la S/E Montecristi y el aumento de la generación en la central Miraflores de EMELMANABI de 5 a 23 MW y la disminución de 32,5 MW de generación en la subestación Paute.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea Portoviejo-Daule Peripa C2 138 KV.

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Portoviejo (138/69/13,8 KV C1) que inicia desde la barra 47 hasta la barra 48, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.15:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
47	48	TRAFO 138/69/13,8 KV PORTO 2	135,4	75	80,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,2	43	21,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.15: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.16:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
148	MONTECRISTI 69 KV	0,84626	58,392
48	PORTOVIEJO 69 KV	0,89893	62,026
14	LOJA 138 KV	0,8992	124,09

Tabla 5.16: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Trafo Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para mejorar la operación en esta contingencia fue la desconexión del 70% (37,45 MW) de la carga de la S/E Montecristi de 53,5 MW conectada a la barra 148 y se necesitó cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.17:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	26,1
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	80
148	G. MIRAFLORES	ACTIVO	5	ACTIVO	23

Tabla 5.17: Medidas para la contingencia Transformador Portoviejo
138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador Portoviejo 138/69/13,8 KV C2 que inicia desde la barra 47 hasta la barra 48.

- Ha salido de servicio el generador de la central térmica Esmeraldas de la barra 53, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.18:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV S/E PAUTE AB 1	208,9	127,7	63,6%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	51,9	43	20,6%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	55,9	48	16,5%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,4%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,4%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,4	100	3,4%

Tabla 5.18: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador
C.T. Esmeraldas Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.19:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	86,94
28	G. S. ELENA 1	ACTIVO	6	ACTIVO	23,74
64	G. S. ROSA 1	ACTIVO	0	ACTIVO	16,76
66	G. EL CARMEN 1	ACTIVO	8,2	ACTIVO	21,8
148	G. MIRAFLORES	ACTIVO	5	ACTIVO	22,74
664	G. S. ROSA 2	ACTIVO	0	ACTIVO	16,76
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	38,64
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	28,64
1332	INTER. CON COLOMBIA	ACTIVO	235	ACTIVO	249,79

Tabla 5.19: Medidas para la contingencia Generador C.T. Esmeraldas
Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la central térmica Esmeraldas que inicia desde la barra 52 hasta la barra 53.

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Trinitaria de la barra 632, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.20

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV S/E PAUTE AB 1	208,3	127,7	63,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,1	43	21,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,2	48	17,00%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,4	100	3,40%

Tabla 5.20: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Trinitaria Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.21:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	86,93
28	G. S. ELENA 1	ACTIVO	6	ACTIVO	23,74
64	G. S. ROSA 1	ACTIVO	0	ACTIVO	16,76
66	G. EL CARMEN 1	ACTIVO	8,2	ACTIVO	21,8
148	G. MONTECRISTI	ACTIVO	5	ACTIVO	22,74
664	G. S. ROSA 2	ACTIVO	0	ACTIVO	16,76
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	38,64
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	28,64
1332	INTER. CON COLOMBIA	ACTIVO	235	ACTIVO	249,79

Tabla 5.21: Medidas para la contingencia Generador S/E Trinitaria
Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la S/E Trinitaria que inicia desde la barra 32 hasta la barra 632.

- Ha salido de servicio el generador equivalente a la interconexión con Colombia de la barra 1332, produce sobrecargas en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.22:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV S/E PAUTE AB 1	200,1	127,7	56,70%
71	70	TRAFO 138/46 KV VICENTINA 1	52,3	43	21,50%
71	70	TRAFO 138/46 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/69/13,8 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.22: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador Interconexión Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.23:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
14	LOJA-138	0,89387	120,474
15	LOJA-69	0,8929	61,6101
155	FICTICIA-LOJA	0,8929	0

Tabla 5.23: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Generador Interconexión Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó la puesta en operación de los generadores que conforman la reserva fría, que estuvieron disponibles para su funcionamiento en un lapso de

25 minutos teniendo la suficiente capacidad de suministrar potencia activa. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.24:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	GEN PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	99
28	GEN. STA. ELENA	ACTIVO	6	ACTIVO	24
35	GONZALO ZEVALLOS 1	ACTIVO	68	ACTIVO	73
64	GEN. STA. ROSA 1	ACTIVO	0	ACTIVO	17
66	GEN. EL CARMEN	ACTIVO	8,2	ACTIVO	23
148	GEN. MONTECRISTI	ACTIVO	5	ACTIVO	23
623	GEN MACH. POWER	ACTIVO	130	ACTIVO	140
632	GEN. TRINITARIA	ACTIVO	125	ACTIVO	130
732	GEN. BARCAZA VICTORIA II	APAGADO	0	ACTIVO	105
192	GEN. IPIALES	APAGADO	0	ACTIVO	11,1

Tabla 5.24: Medidas para la contingencia Generador Interconexión Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

En cuanto a los generadores que no estaban en operación se puso a funcionar al generador de la barcaza VICTORIA II conectado a la barra 732 con 105 MW. Una vez separada la carga de Tulcán, se puso en funcionamiento el generador de la interconexión de 138 KV con Colombia aportando con 11,1 MW. No se puso a funcionar a otros generadores hidroeléctricos debido a que en esta temporada una gran parte de los mismos se encuentran en mantenimiento.

- Ha salido de servicio la línea Latacunga-Pucará C1 138KV que inicia desde la barra 74 hasta la barra 80, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.25:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
58	71	LINEA S.ROSA-VICENTINA 138KV	197,1	160	23,20%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,2	43	21,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%
85	84	TRAFO 138/230/13,8 KV S/E TOTORAS	133,2	100	33,20%

Tabla 5.25: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Latacunga-Pucara C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.26:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
274	MULALO-F1	0,88332	0
374	MULALO-T1	0,88332	12,19
74	LATACUNGA-138	0,89586	123,628
14	LOJA-138	0,89635	123,696

Tabla 5.26: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Latacunga-Pucara C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesito cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.27:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	97,40
81	G. PUCARA 1	ACTIVO	33,5	ACTIVO	15
681	G. PUCARA 2	ACTIVO	33,5	ACTIVO	15
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	40
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	30
75	G. MULALO	ACTIVO	5	ACTIVO	8

Tabla 5.27: Medidas para la contingencia L/T Latacunga-Pucará C1
138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Adicionalmente debido a una sobrecarga del 14% en la línea Santa Rosa–Vicentina 138 KV, que inicia desde la barra 58 hasta la barra 71, se necesito la separación del 10% de la carga total de la S/E Vicentina.

- Ha salido de servicio el Transformador S/E Santa Rosa (138/46/13,8 KV C1) que inicia desde la barra 58 hasta la barra 59, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.28:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
58	59	TRAFO 138/46/13,8 KV S/E S. ROSA 2	106,8	75	54,2%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,2	43	21,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,40%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.28: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E Santa Rosa 138/46/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.29:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	24,9
870	G. CHIMBACALLE	ACTIVO	10	ACTIVO	20

Tabla 5.29: Medidas para la contingencia Transformador S/E Santa Rosa 138/46/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje.

Adicionalmente debido a una sobrecarga del 40,5% en el transformador S/E Santa Rosa 138/46/13,8 KV C2, que inicia desde la

barra 58 hasta la barra 59, se necesito la separación del 22,5% (31,4 MW) de la carga de la S/E Santa Rosa (139,4 MW).

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el Transformador S/E Santa. Rosa (138/46/13,8 KV C2) que inicia desde la barra 58 hasta la barra 59.

- Ha salido de servicio el Transformador S/E Quevedo (230/138/13,8 KV) que inicia desde la barra 44 hasta la barra 45, produce la separación del sistema de la S/E Portoviejo, de la S/E Chone, de la S/E de generación Daule Peripa y la carga de la S/E Quevedo, formando una isla entras todas estas subestaciones. La generación máxima de la central Daule Peripa (213 MW) combinada con la generación máxima de la central Miraflores (23 MW) fue de 236 MW y la carga total en este nivel de demanda de esta isla fue aproximadamente 228 MW, lo que significo que la generación fue lo suficiente para satisfacer la demanda en esta isla.
- Ha salido de servicio el Transformador S/E Calderón (138/23 KV C1) que inicia desde la barra 98 hasta la barra 99, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.30:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,2	43	21,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	17,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	73,7	33	123,4%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.30: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E
Calderón 138/23 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar la gran sobrecarga del transformador Calderón 138/23 KV C2 en esta contingencia fue la desconexión parcial del 60% (42,54 MW) de la carga de la S/E Calderón (70,9 MW).

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el Transformador S/E Calderón (138/23 KV C2) que inicia desde la barra 98 hasta la barra 99.

- Ha salido de servicio la línea Santa Rosa-Vicentina 138KV que inicia desde la barra 58 hasta la barra 71, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.31:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
70	770	TRAFO NAYON S/E VICENTINA	70,9	44	101,60%
72	73	TRAFO 138/6,6 KV S/E GUANGOPOLO	54,5	40	79,70%
74	80	LINEA LATAC-PUCARA 138 KV	180,7	160	25,00%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA C1	51,8	43	24,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA C2	55,8	48	20,30%
82	84	LINEA AMBATO-TOTORAS 138 KV	55,8	141	15,60%
165	765	TRAFO 69/13,8 KV POWER BARGE I	159,8	27,5	12,50%
98	99	TRAFO 138/23 KV S/E CALDERON C1	30,3	33	9,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV S/E CALDERON C2	36,1	33	9,40%
77	78	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E IBARRA	36,1	33	8,70%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	35,7	100	3,30%

Tabla 5.31: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D. Máx-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.32:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
291	TULCAN-F	0,73719	0
91	TULCAN-13,8	0,73784	11,823
191	IPIALES-138	0,73806	101,853
376	IBARRA-T3	0,73812	10,186
276	IBARRA-F3	0,73812	0
178	IBARRA-138F	0,74327	102,572
78	IBARRA-138	0,74327	102,572
278	IBARRA-F2	0,74516	0
275	IBARRA-F1	0,74555	0
391	TULCAN-T	0,74892	10,335
378	IBARRA-T2	0,75692	10,446
77	IBARRA-BA-69	0,75722	52,248
177	IBARRA-69	0,76079	52,495
92	TULCAN-69	0,7611	52,516
79	IBARRA-BA-34,5	0,76518	26,399
192	IPIALES-138F	0,77205	88,786
293	IPIALES-F	0,77691	0
393	IPIALES-F	0,77691	10,721
375	IBARRA-T1	0,78273	10,802
71	VICENTINA-138	0,79238	109,348
274	MULALO-F1	0,7988	0
374	MULALO-T1	0,7988	11,023
72	GUANGOPOLO-138	0,80443	11,011
74	LATACUNGA-138	0,81175	112,022
75	MULALO-69	0,81527	56,254
70	VICENTINA-BA-46	0,8631	39,702
81	PUCARA-13,8	0,89307	12,324
681	PUCARA-13,8	0,89307	12,324
14	LOJA-138	0,89681	123,76
80	PUCARA-138	0,89998	124,198

Tabla 5.32: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T
Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Para aplacar las violaciones producto de esta contingencia se procedió a desconectar el 50% (81,4 MW) de carga de la S/E Vicentina (162,8 MW) de la barra 70 y cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.33.

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69.3	ACTIVO	84,1
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50
607	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50

Tabla 5.33: Medidas para la contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina
138 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

- Ha salido de servicio el transformador de la subestación Santa Rosa (138/230/13,8 KV) que inicia desde la barra 57 hasta la barra 58, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.34:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,4	100	3,40%
55	103	LINEA S/E 19-POMASQUI 138KV	166,6	130	33,50%
58	64	TRAFO 138/13,8 KV STA. ROSA C1	32,4	28	15,60%
58	664	TRAFO 138/13,8 KV STA. ROSA C2	32,4	28	15,60%
62	98	LINEA S ALEGRE-CALDERON 138 KV	165,4	130	32,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA C1	50,9	43	18,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA C2	54,9	48	14,40%
98	103	LINEA CALDERON-POMASQUI 138KV	244,2	186	32,70%
98	99	TRAFO 138/23 KV S/E CALDERON C1	36	33	9,10%
98	99	TRAFO 138/23 KV S/E CALDERON C2	36	33	9,10%
102	103	TRAFO 230/138/13,8 KV S/E POMASQUI	444	250	77,60%

Tabla 5.34: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia Transformador
S/E Santa Rosa 138/230/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.35:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
354	S. ROSA T1	0	0
254	S. ROSA F1	0	0
91	TULCAN 13	0,75199	103,775
291	TULCAN-F	0,075199	0
191	ILIALES-138	0,75217	103,806
376	IBARRA-T3	0,75222	10,401
276	IBARRA-F3	0,75368	0
78	IBARRA-138	0,75368	104,257
178	IBARRA-138F	0,75548	104,257
278	IBARRA-F2	0,75548	0
275	IBARRA-F1	0,75917	0
391	TULCAN-T	0,76221	10,545
378	IBARRA-T2	0,76413	10,642
77	IBARRA-BA 69	0,77115	53,394
177	IBARRA-69	0,77382	53,568
92	TULCAN 69	0,77635	53,576
79	IBARRA-BA-34,5	0,77647	26,89
764	G-S. ROSA-13,8	0,77941	10,804
192	IPIALES-138	0,78291	90,489
293	IPIALES-F	0,78686	0
393	IPIALES-F	0,79181	10,927
71	VICENTINA-138	0,79181	109,594
388	S. ROSA-T2	0,79416	10,959
287	S. ROSA-F3	0,79416	0
288	S. ROSA-F2	0,79416	0
387	S. ROSA-T3	0,79416	10,959
72	GUANGOPOLO-138	0,79416	110,254
375	IBARRA-T1	0,79894	11,043
70	VICENTINA-BA-46	0,80022	37,633
58	S. ROSA-138	0,8181	113,444
68	ESPEJO-138	0,82206	113,852
59	S. ROSA-BA-46	0,82501	37,975
62	S. ALEGRE-138	0,82555	115,52
65	ELCARMEN-138	0,8371	115,643
55	S/E 19-138	0,83799	116,607
374	MULALO-T1	0,84498	11,695
274	MULALO-F1	0,84748	0
69	ESPEJO-23	0,84748	19,501
122	PAPALLACTA-138	0,84788	117,067
670	CUMBAYA-69	0,84831	39,525
74	LATACUNGA-138	0,85923	118,611
63	S. ALEGRE-BA-46	0,85987	39,56
75	MULALO-69	0,86	59,673
56	S/E 19-BA-46	0,86483	40,104
98	CALDERON-138	0,87183	120,368
320	POMASQUI-T	0,87223	12,095
220	POMASQUI-F	0,87648	0
103	POMASQUI-138	0,87648	121,643
73	GUANGOPOLO-6,6	0,88147	5,859
720	NAYON-46	0,88774	40,868
14	LOJA-138	0,88843	123,276

Tabla 5.35: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Trafo S/E Santa Rosa 138/230/13.8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Para aplacar las violaciones producto de esta contingencia se procedió a desconectar el 60% (97,68 MW) de carga de la S/E Vicentina (162,8 MW) de la barra 70 y cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.36:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	40,8
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50
707	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	40
870	G. CHIMBACALLE	ACTIVO	10	ACTIVO	20
75	G. MULALO	ACTIVO	5	ACTIVO	8
66	G. EL CARMEN	ACTIVO	8,2	ACTIVO	12,5

Tabla 5.36: Medidas para la contingencia Transformador S/E Santa Rosa 230/138/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Después de las anteriores maniobras realizadas se mantuvo las violaciones en el transformador de la S/E Pomasqui 230/138/13,8 KV con un 25,9% de sobrecarga. Este valor de sobrecarga en el transformador es aceptable por su duración en este caso base.

- Ha salido de servicio la línea Pascuales-Electroquil3 138KV que inicia desde la barra 25 hasta la barra 729, produce una pérdida de carga total de 17 MW destinados a la S/E Posorja además provocó la separación de la S/E Electroquil3 formando una isla entre ambas subestaciones. Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.37:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE AB	ACTIVO	69.3	ACTIVO	66,2
829	G. ELECTROQUIL 3	ACTIVO	43	ACTIVO	8,2
929	G. ELECTROQUIL 3	ACTIVO	43	ACTIVO	9

Tabla 5.37: Medidas para la contingencia L/T Pascuales–Electroquil3
138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

- Ha salido de servicio el generador Cumbayá de la subestación Vicentina de la barra 670, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.38:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	72,1	43	67,6%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	77,7	48	61,8%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,4%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,4%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,3%

Tabla 5.38 Violaciones en Transformadores Contingencia Generador
S/E Cumbayá Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesito aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.39:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	69,3	ACTIVO	82,84
28	G. S. ELENA 1	ACTIVO	6	ACTIVO	24
770	G. NAYON 1	ACTIVO	25	ACTIVO	30

Tabla 5.39: Medidas para la contingencia Generador S/E Cumbayá
Caso Base D.Máx-Periodo Estiaje

Adicionalmente se requiere la desconexión del 35,5% (57,794 MW) de la carga de la S/E Vicentina (162,8 MW) conectada a la barra 70.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador y los transformadores de la S/E Vicentina detallados a continuación:

GEN NAYON S/E VICENTINA Generador inicia en barra 770.

TRAFO CUMB S/E VICENTINA Desde la barra 70 hasta la barra 670.

TRAFO NAYON S/E VICEN Desde la barra 70 hasta la barra 770.

- Para las siguientes contingencias en este nivel de demanda no se realizaron maniobras de transferencia de carga (manual) entre las subestaciones de distribución para su solución debido a que estas maniobras para ser efectuadas necesitan mas de una hora en su ejecución y el tiempo de simulación de la demanda máxima en el periodo de estiaje en este trabajo es menor a una hora.

TRAFO S/E PASCUALES Desde la barra 25 hasta la barra 27

TRAFO S/E TRINITARIA Desde la barra 32 hasta la barra 38

TRAFO S/E POLICENTRO Desde la barra 42 hasta la barra 43

TRAFO S/E SELVA ALEGRE Desde la barra 62 hasta la barra 63

TRAFO S/E VICENTINA C1 Desde la barra 70 hasta la barra 71

TRAFO S/E VICENTINA C2 Desde la barra 70 hasta la barra 71

TRAFO S/E POMASQUI Desde la barra 102 hasta la barra 103

b) Para el caso base Demanda Media-Periodo Estiaje de las contingencias de la Tabla 4.5 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, produce una pérdida de generación de 130 MW. Para aplacar esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.40

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,96	ACTIVO	54,81
5	G. CUENCA 1	ACTIVO	30	ACTIVO	46,4
87	G. RIOBAMBA	ACTIVO	8	ACTIVO	13,5
89	G. AGOYAN 1	ACTIVO	35	ACTIVO	75
689	G. AGOYAN 2	ACTIVO	35	ACTIVO	75

Tabla 5.40: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala Power Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea de transmisión y transformador de la S/E Machala Power detallados a continuación:

Desde la barra 23 hasta la barra 123 LINEA A /E MACH POWER

Desde la barra 23 hasta la barra 623 TRAF0 S/E MACH POWER

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Pascuales (138/69/13,8 KV) que inicia desde la barra 25 hasta la barra 27, produce la separación de carga del sistema de 83 MW destinados a la CATEG y otra pérdida de carga de 50 MW destinados a EMELGUR produciendo una isla. La pérdida de carga total producto de la contingencia fue de 133 MW. Esta pérdida de carga pudo ser aplacada con la puesta en operación del generador de la central térmica Enrique García con una potencia de 90 MW y se logro realizar la transferencia de 20 MW a la S/E Policentro y otros 23 MW a la S/E Salitral. Por lo tanto la S/E Policentro pasó de tener una carga de 110,1 MW a 130,1 MW y la S/E Salitral pasó de tener una carga de 297,6 MW a 320,6 MW.

Además en el sistema se debe cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.41:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,96	ACTIVO	38,6
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	APAGADO	50
607	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50
707	G. PAUTE C	ACTIVO	100	APAGADO	50

Tabla 5.41: Medidas para la contingencia transformador S/E Pascuales 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, produce una perdida de generación de 68 MW. Para que el sistema recupere esta perdida de generación se necesitó cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.42:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	25	ACTIVO	96

Tabla 5.42: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador y los transformadores de la S/E Gonzalo Zevallos detallados a continuación:

Generador inicia en barra 36	GEN S/E G ZEVALLOS
Desde la barra 31 hasta la barra 35	TRAFO S/E G ZEVALLOS
Desde la barra 31 hasta la barra 36	TRAFO S/E G ZEVALLOS

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Policentro (138/69/13,8 KV) que inicia desde la barra 42 hasta la barra 43, produce una pérdida de carga de 110,1 MW destinados a la CATEG

Debido a las configuraciones de red de transmisión a 69 KV se pudo realizar la transferencia del 27,25% (30 MW) de la carga a la S/E Trinitaria y el 27,25% (30 MW) de la carga a la S/E Salitral, el total en porcentaje de la carga que se pudo recuperar fue el 54,5% (60 MW). Por lo tanto la S/E Trinitaria pasó de tener una carga de 85 MW a 115 MW y la S/E Salitral pasó de tener una carga de 297,6 MW a 327,6 MW.

Además en el sistema se debe cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.43:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	25	ACTIVO	42,6
707	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	30

Tabla 5.43: Medidas para la contingencia transformador S/E

Policentro 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Trinitaria de la barra 632, produce violaciones de bajos voltaje en las barras como se indica en la tabla 5.44:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
26	S.ELE-F	0,88632	0
226	S.ELE-T	0,88632	12,231
326	S.ELE 138 KV	0,89	124,2

Tabla 5.44: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia

Generador S/E Trinitaria Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

También se produjo una pérdida de generación de 125 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.45:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,96	ACTIVO	65,28
770	G. NAYON	ACTIVO	20	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	25	ACTIVO	40
89	G. AGOYAN 1	ACTIVO	35	ACTIVO	68
689	G. AGOYAN 2	ACTIVO	35	ACTIVO	68

Tabla 5.45: Medidas para la contingencia Generador S/E Trinitaria
Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

También se necesito la puesta en operación del capacitor conectado a la barra 628 de la S/E Santa Elena con una contribución de reactivos capacitivos de 6 MVAR al sistema.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la S/E Trinitaria que inicia desde la barra 32 hasta la barra 632.

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Trinitaria (138/69/13,8 KV) que inicia desde la barra 32 hasta la barra 38, produce una perdida de carga de 84,9 MW destinados a la CATEG.

Debido a las configuraciones de red de transmisión a 69 KV se pudo realizar la transferencia del 23,5% (20 MW) de la carga a la S/E

Policentro y el 35,3% (30 MW) de la carga a la S/E Salitral, en total el porcentaje de la carga que se pudo recuperar fue el 58,8% (50 MW). Por lo tanto la S/E Policentro pasó de tener una carga de 110,1 MW a 130,1 MW y la S/E Salitral pasó de tener una carga de 297,6 MW a 327,6 MW.

Además en el sistema se debe cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.46:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	25	ACTIVO	39,7
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50

Tabla 5.46: Medidas para la contingencia Transformador S/E Trinitaria
138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

- Ha salido de servicio la línea Portoviejo-Daule Peripa C1 138KV que inicia desde la barra 47 hasta la barra 94, produce violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.47:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
148	MONTECRISTI 69 KV	0,79674	54,975
47	PORTOVIEJO 138 KV	0,82672	114,088
48	PORTOVIEJO 69 KV	0,83956	57,930

Tabla 5.47: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia
Portoviejo-D.Peripa 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Una medida para disipar las violaciones producto de la contingencia fue la puesta en operación del capacitor de la S/E Portoviejo, de la barra 48, con una contribución de 12 MVAR al sistema y la puesta en operación del generador de la central Miraflores, de la barra 148, dando solo 4 MVAR al sistema.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea Portoviejo-Daule Peripa C2 138 KV.

- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, produjo una pérdida de generación de 125 MW.

Una medida para disipar la pérdida de generación necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.48

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,96	ACTIVO	49,13
5	G. CUENCA 1	ACTIVO	30	ACTIVO	46,4
87	G. RIOBAMBA	ACTIVO	8	ACTIVO	13,5
89	G. AGOYAN 1	ACTIVO	35	ACTIVO	75
689	G. AGOYAN 2	ACTIVO	35	ACTIVO	75

Tabla 5.48: Medidas para la contingencia Generador C.T. Esmeraldas
Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la Central Térmica Esmeraldas que inicia desde la barra 52 hasta la barra 53.

- Ha salido de servicio el Transformador de la S/E Santa Rosa (230/138/13,8 KV) que inicia desde la barra 57 hasta la barra 58, produce sobrecarga en el transformador cuyo valor se indica en la tabla 5.49:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
102	103	TRAFO 230/138/13,8 KV S/E POMASQUI	277,5	250	13,8%

Tabla 5.49: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia Trafo Santa Rosa 230/138/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Una medida para disipar los efectos de la contingencia en el sistema requirió cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.50:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,5	ACTIVO	24,44
770	G. NAYON	ACTIVO	30	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	8	ACTIVO	40
870	G. CHIMBACALLE	ACTIVO	10	ACTIVO	20
75	G. MULALO	ACTIVO	5	ACTIVO	8
66	G. EL CARMEN	ACTIVO	8,2	ACTIVO	12,5
707	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	60

Tabla 5.50: Medidas para la contingencia Transformador Santa Rosa 230/138/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Además se puso en operación el generador de la S/E Santa Rosa, de la barra 64, para suministrar reactivos capacitivos al sistema con un valor de 21,2 MVAR.

- Ha salido de servicio la línea Santa Rosa-Vicentina 138KV que inicia desde la barra 58 hasta la barra 71, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.51:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
80	681	TRAFO 138/13,8 KV S/E PUCARA 1	38,6	40	2,70%
80	81	TRAFO 138/13,8 KV S/E PUCARA 2	38,6	40	2,70%

Tabla 5.51: Violaciones en Transformadores Contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indica en la tabla 5.52:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
378	IBARRA-T2	0,7179	9,907
278	IBARRA-F2	0,7179	0
391	TULCAN-T	0,72059	9,944
291	TULCAN-F	0,72059	0
91	TULCAN-138	0,72191	99,623
78	IBARRA-138	0,72202	99,639
178	IBARRA-138F	0,72202	99,639
191	IPIALES-138	0,72212	99,653
275	IBARRA-F1	0,7241	0
375	IBARRA-T1	0,7247	10,001
276	IBARRA-F3	0,7247	0
376	IBARRA-T3	0,72905	10,601
192	IPIALES-138	0,72905	84,246
77	IBARRA-BA-69	0,73257	50,735
177	IBARRA-69	0,73529	50,775
92	TULCAN-69	0,73587	50,976
79	IBARRA-BA-34,5	0,73878	25,557
71	VICENTINA-138	0,74078	102,708
72	GUANGOPOLO-138	0,74426	103,213
393	IPIALES-F	0,74792	10,49
293	IPIALES-F	0,76013	0
70	VIVENTINA-BA-46	0,76013	35,433
73	GUANGOPOLO-6,6	0,77027	5,345
670	CUMBAYA-46	0,80988	37,333
770	NAYON-46	0,81158	37,597
74	LATACUNGA-138	0,81732	120,581
374	MULALO-T1	0,87378	12,075
247	MULALO-F1	0,875	0
75	MULALO-69	0,875	61,115

Tabla 5.52: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Santa. Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Una medida para disipar los efectos de la contingencia en el sistema requirió cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.53:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,96	ACTIVO	33,9
770	G. NAYON	ACTIVO	30	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	8	ACTIVO	40
707	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	70

Tabla 5.53: Medidas para la contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina
138 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

También se necesito la puesta en operación del capacitor, de la barra 375, de la S/E Ibarra con una contribución de reactivos de 6 MVAR y del capacitor, de la barra 391, de la S/E Santa Elena, con una contribución de reactivos de 4 MVAR. En total se suministro 10 MVAR al sistema.

- Ha salido de servicio el transformador de la subestación Selva Alegre (138/46 KV) que inicia desde la barra 62 hasta la barra 63, produce una perdida de carga de 72,3 MW destinados a la EEQSA.

Debido a las configuraciones de red de transmisión a 46 KV se pudo realizar la transferencia del 34,57% (25 MW) de la carga a la S/E Santa Rosa y el 27,6% (20 MW) de la carga a la S/E Vicentina, en total el porcentaje de la carga que se pudo recuperar fue el 67,47% (45 MW). Por lo tanto la S/E Santa Rosa pasó de tener una carga de 77,9 MW a 102,9 MW y la S/E Vicentina pasó de tener una carga de 128,9 MW a 148,9 MW.

Además en el sistema se debe cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.54:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,96	ACTIVO	21,6
707	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	50
670	G CUMBAYA	ACTIVO	25	ACTIVO	40
770	G. NAYON	ACTIVO	20	ACTIVO	30

Tabla 5.54: Medidas para la contingencia transformador S/E Selva Alegre 138/46 KV Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Vicentina (138/46 KV C2) que inicia desde la barra 70 hasta la barra 71, produce una sobrecarga de 104,6% en el transformador Vicentina 138/46 KV C1.

Para aplacar esta sobrecarga y debido a las configuraciones de red de transmisión a 46 KV se pudo realizar una transferencia del 8,53% (11 MW) de carga a la S/E Santa Rosa y otra del 8,53% (11 MW) de carga a la S/E Selva Alegre, en total el porcentaje de la carga que se pudo transferir fue el 17,06% (22 MW). Por lo tanto la S/E Santa Rosa pasó de tener una carga de 77,9 MW a 88,9 MW y la S/E Selva Alegre pasó de tener una carga de 72,3 MW a 83,3 MW.

Además en el sistema se debe cambiar el valor de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.55:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,96	ACTIVO	26,44
770	G. NAYON	ACTIVO	20	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	25	ACTIVO	40
601	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	70

Tabla 5.55: Medidas para la contingencia transformador S/E Vicentina
138/46 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Con el nuevo despacho para los generadores de la tabla anterior y la transferencia de carga, el transformador de la S/E Vicentina (138/46 KV C2) opera dentro de sus límites apropiados de operación.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la S/E Vicentina 138/46 KV C1.

- Ha salido de servicio el generador Cumbayá de la subestación Vicentina de la barra 670, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.56:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
70	71	TRAFO 138/23 KV S/E VICENTINA 1	52,5	43	22,10%
70	71	TRAFO 138/23 KV S/E VICENTINA 2	56,6	48	18,80%

Tabla 5.56: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Cumbayá Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Para aplacar estas sobrecargas y debido a las configuraciones de red de transmisión a 46 KV se pudo realizar una transferencia del 14,12% (11 MW) de carga a la S/E Santa Rosa y otra del 8,53% (11 MW) de carga a la S/E Selva Alegre, en total el porcentaje de la carga que se pudo recuperar fue el 22,65% (22 MW). Por lo tanto la S/E Santa Rosa pasó de tener una carga de 77,9 MW a 88,9 MW y la S/E Selva Alegre pasó de tener una carga de 72,3 MW a 83,3 MW. Adicionalmente se aumenta el valor de potencia activa de la S/E Paute en 21,1 MW.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador Nayón de la barra 770.

- Ha salido de servicio el Transformador S/E Calderón (138/23 KV C1) que inicia desde la barra 98 hasta la barra 99, produce una sobrecarga de 80,8% en el transformador Calderón 138/23 KV C2. Para aplacar esta sobrecarga producto de la contingencia se realizó la desconexión del 53,4% (31 MW) de la carga de la S/E Calderón. También se disminuyó en 40 MW la generación de la S/E Paute.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el Transformador S/E Calderón 138/23 KV C2 que inicia desde la barra 98 hasta la barra 99.

- Ha salido de servicio el transformador de la subestación Portoviejo (138/69/13,8 KV C2) que inicia desde la barra 47 hasta la barra 48, produce una sobrecarga de 18,8% en el transformador Portoviejo 138/69/13,8 KV C1.

Para aplacar la sobrecarga producto de la contingencia se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores y la puesta en operación de otros que conforman la reserva fría, que estuvieron

disponibles para su funcionamiento en un lapso de 25 minutos teniendo la suficiente capacidad de suministrar potencia activa. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.57.

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	25	ACTIVO	29,4
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	70
148	G. MIRAFLORES	APAGADO	0	ACTIVO	23

Tabla 5.57: Medidas para la contingencia Transformador S/E Portoviejo 138/69/13,8 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia transformador de la S/E Portoviejo 138/69/13,8 K C1.

- Ha salido de servicio el generador equivalente a la interconexión con Colombia que inicia en la barra 1332, produce una pérdida de generación de 235 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores y la puesta en operación de otros que conforman la reserva fría, que estuvieron disponibles para su funcionamiento en un lapso de 25 minutos teniendo la suficiente capacidad de suministrar

potencia activa. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.58:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	24,96	ACTIVO	29,8
770	G. NAYON	ACTIVO	20	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	25	ACTIVO	40
89	G. AGOYAN 1	ACTIVO	35	ACTIVO	75
689	G. AGOYAN 2	ACTIVO	35	ACTIVO	75
870	G. CHIMBACALLE	ACTIVO	10	ACTIVO	20
623	GEN MACH. POWER	ACTIVO	130	ACTIVO	140
632	GEN. TRINITARIA	ACTIVO	125	ACTIVO	130
35	G. GONZALO CEVALLOS 1	ACTIVO	68	ACTIVO	73
36	G. GONZALO CEVALLOS 2	ACTIVO	68	ACTIVO	73
732	GEN. BARCAZA VICTORIA II	APAGADO	0	ACTIVO	90

Tabla 5.58: Medidas para la contingencia Generador Interconexión
Colombia Caso Base D.Med-Periodo Estiaje

En cuanto a los generadores que no estaban en operación se puso a funcionar el generador BARCAZA VICTORIA II con 90 MW.

c) Para el caso base Demanda Mínima-Periodo Estiaje de las contingencias de la Tabla 4.6 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, produce una pérdida de generación de 80 MW. Para

que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.59:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
53	C.T. ESMERALDAS	ACTIVO	40	ACTIVO	90
632	C.T. TRINITARIA	ACTIVO	70	ACTIVO	100

Tabla 5.59: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala
Power Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea de transmisión y transformador de la S/E Machala Power detallados a continuación:

Desde la barra 23 hasta la barra 123 LINEA A S/E MACH POWER

Desde la barra 23 hasta la barra 623 TRAFOS S/E MACH POWER

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, produce una pérdida de generación de 30 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó

aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.60:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
53	C.T. ESMERALDAS	ACTIVO	40	ACTIVO	71,7

Tabla 5.60: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador y los transformadores de la S/E Gonzalo Zevallos detallados a continuación:

Generador inicia en barra 36	GEN S/E G ZEVALLOS
Desde la barra 31 hasta la barra 35	TRAFO S/E G ZEVALLOS
Desde la barra 31 hasta la barra 36	TRAFO S/E G ZEVALLOS

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Trinitaria de la barra 632, produce una pérdida de generación de 70 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.61:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
53	C.T. ESMERALDAS	ACTIVO	40	ACTIVO	90
623	C.T. MACHALA POWER	ACTIVO	80	ACTIVO	105,5

Tabla 5.61: Medidas para la contingencia Generador S/E Trinitaria
Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la S/E Trinitaria que inicia desde la barra 32 hasta la barra 632.

- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, produce una pérdida de generación de 40 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores del MRS utilizados se resumen en la tabla 5.62:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
623	C.T. MACHALA POWER	ACTIVO	80	ACTIVO	102,1
632	C.T. TRINITARIA	ACTIVO	70	ACTIVO	90

Tabla 5.62: Medidas para la Contingencia Generador Central Térmica
Esmeraldas Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la S/E Térmica Esmeraldas que inicia desde la barra 52 hasta la barra 53.

- Ha salido de servicio el generador equivalente a la interconexión con Colombia de la barra 1332. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.63:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
53	G.T. ESMERALDAS	ACTIVO	40	ACTIVO	125
93	G. DAULE PERIPA	ACTIVO	40,9	ACTIVO	59,5
623	G. MACHALA POWER	ACTIVO	80	ACTIVO	130
632	G. TRINITARIA	ACTIVO	70	ACTIVO	125
693	G. DAULE PERIPA	ACTIVO	40,9	ACTIVO	59

Tabla 5.63: Medidas para la contingencia Generador Interconexión
Colombia Caso Base D.Mín-Periodo Estiaje

d) Para el caso base Demanda Máxima-Periodo Lluvioso de las contingencias de la Tabla 4.7 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador Cuenca de la barra 5, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.64:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,20%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	155,3	100	55,30%

Tabla 5.64: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Cuenca Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.65:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
14	LOJA 138 KV	0,81329	112,234
15	LOJA 69 KV	0,85135	58,743
5	CUENCA 69 KV	0,88547	61,098

Tabla 5.65: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Generador S/E Cuenca Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para mejorar la operación en esta contingencia es la separación de al menos el 40% de carga de la S/E CUENCA de 142,8 MW a 85,68 MW.

- Ha salido de servicio la línea Paute–Cuenca C1 138KV que inicia desde la barra 2 hasta la barra 4, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.66:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	4	LINEA PAUTE-CUENCA 138KV 2	205	141	45,40%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,20%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,7	100	3,70%

Tabla 5.66: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Paute-Cuenca C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.67:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
14	LOJA 138 KV	0,6296	86,884
15	LOJA 69 KV	0,65392	45,12
5	CUENCA 69 KV	0,76954	53,098
4	CUENCA 138 KV	0,77337	106,725

Tabla 5.67: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T
Paute-Cuenca 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para mejorar la operación en esta contingencia es la separación de al menos el 50% de la carga de la S/E LOJA de 44,6 MW y la disminución de generación en 25 MW en la subestación Paute.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea Paute-Cuenca C2 138 KV.

- Ha salido de servicio el transformador de la subestación Paute (138/13,8 KV) que inicia desde la barra 2 hasta la barra 601, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5,68:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,3	43	12,30%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.68: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E Paute 138/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.69:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	73,2
829	G. ELECTROQUIL 3 U1	ACTIVO	22	ACTIVO	45
929	G. ELECTROQUIL 3 U2	ACTIVO	22	ACTIVO	45

Tabla 5.69: Medidas para la Contingencia Transformador S/E Paute 138/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en los transformadores y generadores de la S/E Paute detallados a continuación:

TRAFO S/E PAUTE AB	Desde la barra 2 hasta la barra 701
TRAFO S/E PAUTE AB	Desde la barra 2 hasta la barra 801
TRAFO S/E PAUTE AB	Desde la barra 2 hasta la barra 901
TRAFO S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 7
TRAFO S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 607
TRAFO S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 707
TRAFO S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 807
TRAFO S/E PAUTE C	Desde la barra 3 hasta la barra 907
GEN S/E PAUTE AB	Generador inicia en barra 601
GEN S/E PAUTE AB	Generador inicia en barra 701
GEN S/E PAUTE AB	Generador inicia en barra 801
GEN S/E PAUTE AB	Generador inicia en barra 901
GEN S/E PAUTE C	Generador inicia en barra 7
GEN S/E PAUTE C	Generador inicia en barra 607
GEN S/E PAUTE C	Generador inicia en barra 707
GEN S/E PAUTE C	Generador inicia en barra 807
GEN S/E PAUTE AB	Generador inicia en barra 907

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.70:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV S/E PAUTE AB 1	154,4	127,7	19,4%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.70: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Machala Power Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.71:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	82,4
829	G. ELECTROQUIL 3 U1	ACTIVO	22	ACTIVO	45
929	G. ELECTROQUIL 3 U2	ACTIVO	22	ACTIVO	45
28	G. S. ELENA 1	ACTIVO	6	ACTIVO	22

Tabla 5.71: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala Power Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea de transmisión y transformador de la S/E Machala Power detallados a continuación:

LINEA A S/E MACH POWER Desde la barra 23 hasta la barra 123

TRAFO S/E MACH POWER Desde la barra 23 hasta la barra 623

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.72:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	52,2	43	12%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	56,3	48	8,1%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,3%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,3%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,3%

Tabla 5.72: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador

S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesito aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.73:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	95,6

Tabla 5.73: Medidas para la Contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador y los transformadores de la S/E Gonzalo Zevallos detallados a continuación:

GEN S/E G. ZEVALLOS Generador inicia en barra 36
 TRAF0 S/E G. ZEVALLOS Desde la barra 31 hasta la barra 35
 TRAF0 S/E G. ZEVALLOS Desde la barra 31 hasta la barra 36

- Ha salido de servicio la línea Portoviejo-Daule Peripa C1 138 KV que inicia desde la barra 47 hasta la barra 94, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.74:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
47	94	LINEA PORTOV-D.PERIPA 138KV 2	157,7	100	57,70%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.74: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Portoviejo-D.Peripa C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.75:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
148	MONTECRISTI 69 KV	0,6774	46,74
47	PORTOVIEJO 138 KV	0,70781	97,677
48	PORTOVIEJO 69 KV	0,73353	50,613
247	MANTA-F2	0,79353	0
347	MANTA-T2	0,79353	10,951
346	MANTA-T1	0,79751	11,006
246	MANTA-F1	0,79751	0

Tabla 5.75: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Portoviejo-D.Peripa C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para mejorar la operación en esta contingencia fue la desconexión del 34,57% (18,50 MW) de carga de la S/E Montecristi y el aumento de la generación en la central Miraflores de EMELMANABI

de 10 a 23 MW y la disminución de 33 MW de generación en la subestación Paute.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea Portoviejo-Daule Peripa C2 138 KV.

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Portoviejo (138/69/13,8 KV C1) que inicia desde la barra 47 hasta la barra 48, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.76:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
47	48	TRAFO 138/69/13,8 KV PORTO 2	110,8	75	67,1%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,3	43	12,2%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,4%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.76: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida rápida para mejorar la operación en esta contingencia fue la separación de al menos el 70% (37,45 MW) de la carga de la S/E Montecristi de 53,5 MW conectada a la barra 148 y se necesitó

cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.77:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	35,8
901	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	50
148	G. MIRAFLORES	ACTIVO	10	ACTIVO	23

Tabla 5.77: Medidas para la contingencia Transformador S/E Portoviejo 138/69/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador Portoviejo 138/69/13,8 KV C2 que inicia desde la barra 47 hasta la barra 48.

- Ha salido de servicio el generador de la Central térmica Esmeraldas de la barra 53, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.78:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV PAUTE 1	160,4	127,7	25,60%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E. CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.78: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador C.T. Esmeraldas Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesito aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.79:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	78,00
28	G. S. ELENA 1	ACTIVO	6	ACTIVO	22,00
623	G MACHALA POWER	ACTIVO	130	ACTIVO	140,00
5	G. CUENCA	ACTIVO	42,4	ACTIVO	46,40
829	G. ELECTROQUIL 3 U1	ACTIVO	22	ACTIVO	45
929	G. ELECTROQUIL 3 U2	ACTIVO	22	ACTIVO	45

Tabla 5.79: Medidas para la contingencia Generador C.T. Esmeraldas Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la central térmica Esmeraldas que inicia desde la barra 52 hasta la barra 53.

- Ha salido de servicio el generador equivalente a la interconexión con Colombia de la barra 1332, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.80:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
2	1	TRAFO 138/13,8 KV PAUTE AB 1	282,6	127,7	121,3
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.80: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador Interconexión Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó la puesta en operación de los generadores que conforman la reserva fría, que estuvieron disponibles para su funcionamiento en un lapso de 25 minutos teniendo la suficiente capacidad de suministrar potencia activa. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.81:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	GEN S/E PAUTE AB	ACTIVO	20,5	ACTIVO	80,06
28	GEN. STA. ELENA	ACTIVO	6	ACTIVO	24
35	GONZALO ZEVALLOS 1	ACTIVO	68	ACTIVO	73
36	GONZALO ZEVALLOS 2	ACTIVO	68	ACTIVO	73
148	GEN. MONTECRISTI	ACTIVO	10	ACTIVO	23
623	GEN MACH. POWER	ACTIVO	130	ACTIVO	140
829	G. ELECTROQUIL3 1	ACTIVO	22	ACTIVO	45
929	G. ELECTROQUIL3 2	ACTIVO	22	ACTIVO	45
732	GEN. S/E ENRIQUE GARCI	APAGADO	0	ACTIVO	90

Tabla 5.81: Medidas para la Contingencia de la Interconexión
Colombia Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

En cuanto a los generadores que estaban en operación se puso a funcionar al generador de la central térmica Enrique García conectado a la barra 627 con 90 MW.

- Ha salido de servicio la línea Latacunga-Pucará 138KV que inicia desde la barra 74 hasta la barra 80, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.82:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
58	71	LINEA S. ROSA-VICENTINA 138KV	179,4	160	12,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%
85	84	TRAFO 138/230/13,8 KV S/E TOTOR	133,5	100	33,50%

Tabla 5.82: Violaciones en L/T Y Trafos Contingencia L/T Latacunga-Pucara C1 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.83:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	53,8
92	G. TULCAN	ACTIVO	3,7	ACTIVO	5
79	G. IBARRA	ACTIVO	7	ACTIVO	10
75	G. MULALO	ACTIVO	7	ACTIVO	8
81	G. S/E PUCARA 1	ACTIVO	33,5	ACTIVO	15
681	G.S/E PUCARA 2	ACTIVO	33,5	ACTIVO	15

Tabla 5.83: Medidas para la contingencia L/T Latacunga-Pucará 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

- Ha salido de servicio el Transformador S/E Santa Rosa (138/46/13,8 KV C1) que inicia desde la barra 58 hasta la barra 59, produce sobrecarga los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.84:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
58	59	TRAFO 138/46/13,8 KV S/E S. ROSA C2	107,4	75	43,20%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,20%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,40%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.84: Violaciones en Transformadores Contingencia S/E Santa.

Rosa 138/46/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesito la separación del 24,67% (34,4 MW) de la carga de la S/E Santa Rosa (139,4 MW) y disminuir en 35 MW la generación de la S/E Paute.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el Transformador S/E Santa. Rosa (138/46/13,8 KV C2) que inicia desde la barra 58 hasta la barra 59.

- Ha salido de servicio el Transformador S/E Quevedo (230/138/13,8 KV) que inicia desde la barra 44 hasta la barra 45, produce la separación del sistema de la S/E Portoviejo, de la S/E Chone, de la S/E de generación Daule Peripa y la carga de la S/E Quevedo, formando una isla entras todas estas subestaciones. La generación máxima de la Central Daule Peripa (213 MW) combinada con la generación máxima de la central Miraflores (23 MW) fue de 236 MW y la carga total en este nivel de demanda de esta isla fue aproximadamente 228 MW, lo que significo que la generación fue lo suficiente para satisfacer la demanda en esta isla.
- Ha salido de servicio el Transformador S/E Calderón (138/23 KV C1) que inicia desde la barra 98 hasta la barra 99, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.85:

DE	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	73,7	33	123,2%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.85: Violaciones en Transformadores S/E Calderón 138/23 KV

C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Una medida para aplacar las sobrecargas producto de la contingencia fue la desconexión del 60% (42,54 MW) de la carga de la S/E Calderón (70,9 MW).

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el Transformador S/E Calderón 138/23 KV C2 que inicia desde la barra 98 hasta la barra 99.

- Ha salido de servicio la línea Santa Rosa-Vicentina 138KV que inicia en barra 58 hasta barra 71, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.86:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%
70	670	TRAFO 46/23 KV VICENTINA 1	44,2	44	0,50%
70	770	TRAFO 46/23 KV VICENTINA 1	64,6	44	46,70%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	49,2	48	2,50%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	45,6	43	6,10%
72	73	TRAFO 138/6,6 KV GUANGOP 1	51,7	40	29,30%
74	80	LINEA LATAAC-PUCARA 138 KV	209,3	160	30,80%
82	84	LINEA AMBAT-TOTORAS 138 KV	173,6	141	23,10%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
191	192	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E IPIAL	43,9	33	33,10%

Tabla 5.86: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.87:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
274	MULALO-F1	0,8042	0
275	IBARRA-F1	0,86141	0
276	IBARRA-F3	0,85158	0
278	IBARRA-F2	0,85814	0
374	MULALO-T1	0,8042	11,098
376	IBARRA-T3	0,85158	11,752
378	IBARRA-T2	0,87168	12,029
81	PUCARA-13,8	0,8951	12,352
681	PUCARA-13,8	0,8951	12,352
79	IBARRA-BA-34,5	0,87035	30,027
70	VICENTINA-BA-46	0,87626	40,308
75	MULALO-69	0,81084	55,948
77	IBARRA-BA-69	0,86939	59,988
177	IBARRA-69	0,87227	60,187
74	LATACUNGA-138	0,81794	112,875
71	VICENTINA-138	0,8252	113,877
72	GUANGOPOLO-138	0,83422	115,122
78	IBARRA-138	0,85395	117,845
178	IBARRA-138F	0,85395	117,845

Tabla 5.87: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T
Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Para aplacar las violaciones producto de esta contingencia se procedió a desconectar el 41,6% (67,8 MW) de carga de la S/E Vicentina (162,8 MW) de la barra 70 y a cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.88:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	51,1
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50
607	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50

Tabla 5.88: Medidas para la contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina
138 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

- Ha salido de servicio el transformador de la subestación Santa Rosa (138/230/13,8 KV) inicia en barra 57 hasta barra 58, produce sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.89:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,3%
55	103	LINEA S/E19- POMASQUI 138KV	166,4	130	28%
62	98	LINEA S. ALEGR-POMASQ 138KV	163	130	25,4%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,4	43	12,5%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52,2	48	8,7%
98	103	LINEA CALDER-POMASQ 138KV	237,9	186	27,9%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,2	33	9,7%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,2	33	9,7%
102	103	TRAFO S/E POMASQ 230/138/13,8	427,9	250	71,1%

Tabla 5.89: Violaciones en L/T y Trafos Contingencia Transformador
S/E Santa Rosa 138/230/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Además de la sobrecarga se produjeron violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.90:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
73	GUANGOPOLO 6,6	0,85496	5,643
376	IBARRA-T3	0,76356	10,537
387	S ROSA T3	0,76806	10,599
388	S ROSA T2	0,76827	10,602
378	IBARRA-T2	0,78343	10,811
375	IBARRA-T1	0,81018	11,181
354	S ROSA-T1	0,81521	11,25
391	TULCAN-T	0,82124	11,333
374	MULALO-T1	0,84541	11,667
66	ELCARMEN	0,86706	11,965
320	POMASQUI-T	0,87086	12,018
393	IPIA-F	0,89119	12,298
764	G-S.ROSA	0,89417	12,34
64	G-S.ROSA	0,89428	12,341
664	G-S.ROSA	0,89428	12,341
69	ESPEJO-23	0,83526	19,211
99	CALDERON-23	0,89699	20,631
79	IBARRA-BA	0,78245	26,995
59	S.ROSA-BA	0,79096	36,384
70	VICENTINA-BA	0,7929	36,473
670	CUMBAYA 13.	0,83893	38,591
770	NAYON 13.	0,83914	38,6
870	CHIMBACALLEI	0,84601	38,916
63	S.ALEGRE-BAYON	0,849	39,054
970	GUAL-HERNADEZ	0,85453	39,308
56	S/E19-BA	0,86222	39,662
77	IBARRA-BA	0,77923	53,767
177	IBARRA 69	0,7828	54,014
92	TULCAN 69	0,82444	56,886
75	MULALO 69	0,85222	58,803
192	IPIALES 138	0,86878	99,91
78	IBARRA 138	0,76994	106,252
178	IBARRA 138F	0,76994	106,252
71	VICENTINA 138	0,78815	108,765
72	GUANGOPOLO 138	0,79186	109,277
91	TULCAN 138	0,80831	111,547
58	S.ROSA 138	0,81521	112,499
68	ESPEJO 138	0,81824	112,918
191	IPIALES138	0,82032	113,203
65	CARMEN 138	0,82875	114,368
62	S.ALEGRE138	0,83072	114,639
55	S/E19-AL	0,83875	115,748
122	PAPALLACTA-ALT	0,83952	115,854
74	LATAC138	0,85832	118,448
98	CALDERON 138	0,86679	119,616
103	POMASQUI 138	0,87621	120,917

Tabla 5.90: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia Trafo

S/E Santa Rosa 138/230/13,8 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Para aplacar las violaciones producto de esta contingencia se procedió a desconectar el 65% (105,82 MW) de carga de la S/E Vicentina de la barra 70 y a cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.91

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	38,5
907	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	30
901	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	30
92	G. TULCAN	ACTIVO	3,7	ACTIVO	5
79	G. IBARRA	ACTIVO	7	ACTIVO	10
870	G. CHIMBACALLE	ACTIVO	18	ACTIVO	20
75	G. MULALO	ACTIVO	7	ACTIVO	8
66	G. EL CARMEN	ACTIVO	8,2	ACTIVO	12,5

Tabla 5.91: Medidas para la contingencia Trafo S/E Santa Rosa
230/138/13,8 KV C1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Después de las anteriores maniobras realizadas se mantuvo la violación en el transformador de la S/E Pomasqui 230/138/13,8 KV con el 19,3% (48,1 MW) de sobrecarga. Este valor de sobrecarga en el transformador es aceptable por su duración en este caso base.

- Ha salido de servicio la línea Pascuales-Electroquil3 138kV que inicia desde la barra 25 hasta la barra 729, produce una pérdida de carga total de 17,1 MW destinados a la S/E Posorja además provocó la separación de la S/E Electroquil3 formando una isla entre ambas subestaciones. Unas medidas para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó cambiar los valores de la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.92:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE AB	ACTIVO	20,5	ACTIVO	49,3
829	G. ELECTROQUIL 3	ACTIVO	43	ACTIVO	8,2
929	G. ELECTROQUIL 3	ACTIVO	43	ACTIVO	9

Tabla 5.92: Medidas para la contingencia L/T Pascuales–Electroquil3
138 KV Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

- Ha salido de servicio el generador Cumbayá de la subestación Vicentina de la barra 670, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.93:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	72,1	43	61,4%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	77,7	48	55,9%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,4%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,4%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,3%

Tabla 5.93: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Cumbayá Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Unas medidas para disipar las violaciones en esta contingencia necesitaron cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.94:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	22,5	ACTIVO	29,6
607	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	80

Tabla 5.94: Medidas para la contingencia Generador Cumbayá Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Adicionalmente se requiere la desconexión del 30 % de la carga de de la EEQSA conectada a la barra 70.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador y los transformadores detallados a continuación:

GEN NAYON S/E VICENTINA Generador inicia en barra 770.

TRAFO NAYON S/E VICENTIN Desde la barra 70 hasta la barra 670.

TRAFO CUMBAYA S/E VICEN Desde la barra 70 hasta la barra 770.

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, produce sobrecarga en los transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.95:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 1	48,2	43	12,10%
71	70	TRAFO 138/23 KV VICENTINA 2	52	48	8,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 1	36,1	33	9,30%
98	99	TRAFO 138/23 KV CALDERON 2	36,1	33	9,30%
4	5	TRAFO 138/13,8/69 KV S/E CUENCA	103,3	100	3,30%

Tabla 5.95: Violaciones en Transformadores Contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Además esta contingencia provoco una pérdida de 68 MW de generación al sistema. Para recuperar esta perdida de generación se

necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.96:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	20,5	ACTIVO	95,6

Tabla 5.96: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Máx-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador de la S/E Gonzalo Zevallos que inicia en barra 36:

- Para las siguientes contingencias en este nivel de demanda no se realizaron maniobras de transferencia de carga (manual) entre las subestaciones de distribución para su solución, debido a que estas maniobras para ser hechas necesitan más de una hora en su ejecución y el tiempo de simulación de la demanda máxima en el periodo de lluvioso es menor a una hora.

TRAFO S/E POMASQUI Desde la barra 102 hasta la barra 103

TRAFO S/E PASCUALES Desde la barra 25 hasta la barra 27

TRAFO S/E TRINITARIA	Desde la barra 32 hasta la barra 38
TRAFO S/E POLICENTRO	Desde la barra 42 hasta la barra 43
TRAFO S/E SELVA ALEGRE	Desde la barra 62 hasta la barra 63
TRAFO S/E VICENTINA C1	Desde la barra 70 hasta la barra 71
TRAFO S/E VICENTINA C2	Desde la barra 70 hasta la barra 71

e) Para el caso base Demanda Media-Periodo Lluvioso de las contingencias de la Tabla 4.8 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, produce una perdida de generación de 130 MW. Para aplacar esta perdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.97:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	45,25
5	G. CUENCA 1	ACTIVO	21	ACTIVO	39,4
681	G. PUCARA	ACTIVO	20	ACTIVO	35
89	G. AGOYAN 1	ACTIVO	45	ACTIVO	75
689	G. AGOYAN 2	ACTIVO	45	ACTIVO	75

Tabla 5.97: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala Power Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea de transmisión y transformador de la S/E Machala Power detallados a continuación:

Desde la barra 23 hasta la barra 123 LINEA A /E MACH POWER

Desde la barra 23 hasta la barra 623 TRAF0 S/E MACH POWER

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Pascuales (138/69/13,8 KV) que inicia desde la barra 25 hasta la barra 27, produce la separación de carga del sistema de 83 MW destinados a la CATEG y otra pérdida de carga de 50 MW destinados a EMELGUR produciendo una isla. La pérdida de carga total producto de la contingencia fue de 133 MW. Esta pérdida de carga pudo ser aplacada con la puesta en operación del generador de la central térmica Enrique García con una potencia de 90 MW y se logro realizar la transferencia de 20 MW a la S/E Policentro y otros 23 MW a la S/E Salitral. Por lo tanto la S/E Policentro pasó de tener una carga de 110,1 MW a 130,1 MW y la S/E Salitral pasó de tener una carga de 297,6 MW a 320,6 MW.

Además en el sistema se debe manipular el valor de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.98:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,2	ACTIVO	35,84
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50
607	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50
707	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	50

Tabla 5.98: Medidas para la contingencia transformador S/E

Pascuales 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Trinitaria (138/69/13,8 KV) que inicia desde la barra 32 hasta la barra 38, produce una perdida de carga de 84,9 MW destinados a la CATEG

Debido a las configuraciones de red de transmisión a 69 KV se pudo realizar la transferencia del 23,5% (20 MW) de la carga a la S/E Policentro y el 35,3% (30 MW) de la carga a la S/E Salitral, en total el porcentaje de la carga que se pudo recuperar fue el 58,8% (50 MW). Por lo tanto la S/E Policentro pasó de tener una carga de 110,1 MW a 130,1 MW y la S/E Salitral pasó de tener una carga de 297,6 MW a 327,6 MW.

Además en el sistema se debe manipular el valor de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.99:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,2	ACTIVO	27,4
53	C.T ESMERALDAS	ACTIVO	125	ACTIVO	80

Tabla 5.99: Medidas para la contingencia transformador S/E Trinitaria
138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Policentro (138/69/13,8 KV) que inicia desde la barra 42 hasta la barra 43, produce una pérdida de carga de 110,1 MW destinados a la CATEG

Debido a las configuraciones de red de transmisión a 69 KV se pudo realizar la transferencia del 27,25% (30 MW) de la carga a la S/E Trinitaria y el 27,25% (30 MW) de la carga a la S/E Salitral, el total en porcentaje de la carga que se pudo recuperar fue el 54,5% (60 MW). Por lo tanto la S/E Trinitaria pasó de tener una carga de 85 MW a 115 MW y la S/E Salitral pasó de tener una carga de 297,6 MW a 327,6 MW.

Además en el sistema se debe cambiar el valor de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.100:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	22,1	ACTIVO	31,64
53	C.T ESMERALDAS	ACTIVO	125	ACTIVO	60

Tabla 5.100: Medidas para la contingencia transformador S/E

Policentro 138/69/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Portoviejo (138/69/13,8 KV C2) que inicia desde la barra 47 hasta la barra 48, produce una sobrecarga del 6,5% en el transformador Portoviejo 138/69/13,8 KV C1.

Para aplacar la sobrecarga producto de la contingencia se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.101:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,2	ACTIVO	31
7	G. PAUTE C	ACTIVO	100	ACTIVO	70
148	G. MIRAFLORES	ACTIVO	5	ACTIVO	23

Tabla 5.101: Medidas para la contingencia Transformador S/E

Portoviejo 138/69/13,8 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia transformador de la S/E Portoviejo 138/69/13,8 K C1, que inicia desde la barra 47 hasta la barra 48.

- Ha salido de servicio la línea Portoviejo-Daule Peripa C1 138KV que inicia desde la barra 47 hasta la barra 94, produce violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.102:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
148	MONTECRISTI 69 KV	0,8716	60,138
47	PORTOVIEJO 138 KV	0,8636	119,179
48	PORTOVIEJO 69 KV	0,8997	62,082

Tabla 5.102: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T Portoviejo-D.Peripa 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones producto de la contingencia fue la puesta en operación del capacitor de la S/E Portoviejo con una contribución de reactivos con 12 MVAR al sistema.

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea Portoviejo-Daule Peripa 138 KV C2.

- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, produjo una pérdida de generación de 125 MW.

Para aplacar esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.103

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	49,4
5	G. CUENCA 1	ACTIVO	21	ACTIVO	45
681	G. PUCARA 1	ACTIVO	20	ACTIVO	35
89	G. AGOYAN 1	ACTIVO	45	ACTIVO	75
689	G. AGOYAN 2	ACTIVO	45	ACTIVO	75

Tabla 5.103: Medidas para la contingencia Generador C.T.

Esmeraldas Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la Central Térmica Esmeraldas que inicia desde la barra 52 hasta la barra 53.

- Ha salido de servicio el Transformador de la subestación Santa Rosa (230/138/13,8 KV) que inicia desde la barra 57 hasta la barra 58,

produce sobrecarga en transformadores cuyos valores se indican en la tabla 5.104:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
102	103	TRAFO 230/138/13,8 KV S/E POMASQ	319,6	250	27,8%

Tabla 5.104: Violaciones en Transformadores Contingencia Trafo S/E Santa Rosa 230/138/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Una medida para aplacar los efectos de la contingencia en el sistema requirió cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.105:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	32,7
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	40
870	G. CHIMBACALLE	ACTIVO	10	ACTIVO	20
75	G. MULALO	ACTIVO	5	ACTIVO	8
66	G. EL CARMEN	ACTIVO	8,2	ACTIVO	12,5
79	G. IBARRA	ACTIVO	7	ACTIVO	10
92	G TULCAN	ACTIVO	3,7	ACTIVO	5
681	G. PUCARA	ACTIVO	8,2	ACTIVO	35
970	G. HENANADES	APAGADO	0	ACTIVO	25
73	G. GUANGOPOLO	APAGADO	0	ACTIVO	24
807	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	APAGADO	0

Tabla 5.105: Medidas para la contingencia Transformador Santa Rosa 230/138/13,8 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Además se encendió el generador de la S/E Santa Rosa de la barra 64 para suministrar reactivos al sistema con un valor de 12 MVAR.

- Ha salido de servicio la línea Santa Rosa-Vicentina 138KV que inicia desde la barra 58 hasta la barra 71, produce violaciones de bajo voltaje en las barras como se indican en la tabla 5.106:

# BARRA	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (PU)	VOLTAJE (KV)
70	VIVENTINA-BA-46	0,85798	39,467
71	VICENTINA-138	0,81612	112,624
72	GUANGOPOLO-138	0,81615	112,629
73	GUANGOPOLO-6,6	0,81615	5,387
74	LATACUNGA-138	0,89705	123,793
77	IBARRA-BA-69	0,83085	57,328
78	IBARRA-138	0,81537	112,521
79	IBARRA-BA-34,5	0,83559	28,828
91	TULCAN-138	0,81789	112,869
92	TULCAN-69	0,83401	57,547
177	IBARRA-69	0,83164	57,383
178	IBARRA-138F	0,81537	112,521
191	IPIALES-138	0,81813	112,902
192	IPIALES-138	0,82998	95,447
670	CUMBAYA-46	0,89303	41,079
770	NAYON-46	0,89271	41,065

Tabla 5.106: Violaciones de Bajo Voltaje en Barra Contingencia L/T
Santa Rosa-Vicentina 138 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Una medida para aplacar los efectos de la contingencia en el sistema requirió cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.107:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	26,2
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	40
681	G. PUCARA 1	ACTIVO	20	ACTIVO	35
75	G. MULALO	ACTIVO	5	ACTIVO	8
807	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	40
79	G. IBARRA	ACTIVO	7	ACTIVO	10
92	G TULCAN	ACTIVO	3,7	ACTIVO	5
73	G GUANGOPOLO	APAGADO	0	ACTIVO	24

Tabla 5.107: Medidas para la contingencia L/T Santa Rosa-Vicentina
138 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Selva Alegre (138/46 KV) que inicia desde la barra 62 hasta la barra 63, produce una perdida de carga de 72,3 MW destinados a la EEQSA.

Debido a las configuraciones de red de transmisión a 46 KV se pudo realizar la transferencia del 34,57% (25 MW) de la carga a la S/E Santa Rosa y el 27,6% (20 MW) de la carga a la S/E Vicentina, en total el porcentaje de la carga que se pudo recuperar fue el 62,17%. Por lo

tanto la S/E Santa Rosa pasó de tener una carga de 77,9 MW a 102,9 MW y la S/E Vicentina pasó de tener una carga de 128,9 MW a 148,9 MW.

Además en el sistema se debe cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.108:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	22,5
707	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	60
670	G CUMBAYA	ACTIVO	25	ACTIVO	40
770	G. NAYON	ACTIVO	20	ACTIVO	30

Tabla 5.108: Medidas para la contingencia transformador de la S/E

Selva Alegre 138/46 KV Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

- Ha salido de servicio el transformador de la S/E Vicentina (138/46 KV C2) que inicia desde la barra 70 hasta la barra 71, produce una sobrecarga de 73,5% en el transformador Vicentina 138/46 KV C1.

Para aplacar esta sobrecarga y debido a las configuraciones de red de transmisión a 46 KV se pudo realizar una transferencia del 9,3% (12 MW) de carga a la S/E Santa Rosa y otra del 9,3% (12 MW) de carga

a la S/E Selva Alegre, en total el porcentaje de la carga que se pudo transferir fue el 18,6% (24 MW). Por lo tanto la S/E Santa Rosa pasó de tener una carga de 77,9 MW a 89,9 MW y la S/E Selva Alegre pasó de tener una carga de 72,3 MW a 84,3 MW.

Además en el sistema se debe cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.109:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	30,01
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	30
670	G. CUMBAYA	ACTIVO	35	ACTIVO	40
607	G. PAUTE AB	ACTIVO	100	ACTIVO	80

Tabla 5.109: Medidas para la contingencia transformador S/E

Vicentina 138/46 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la S/E Vicentina 138/46 KV C1.

- Ha salido de servicio el generador Cumbayá de la subestación Vicentina de la barra 670, produce sobrecargas del 24,3% en el

transformador de la S/E Vicentina 138/46 KV C1 y del 20,1% en el transformador de la S/E Vicentina 138/46 KV C2.

Para aplacar estas sobrecargas y debido a la configuración de red de transmisión a 46 KV se pudo realizar una transferencia del 9,3% (12 MW) de carga a la S/E Santa Rosa y otra del 9,3% (12 MW) de carga a la S/E Selva Alegre, en total el porcentaje de la carga que se pudo transferir fue el 18,6%. Por lo tanto la S/E Santa Rosa pasó de tener una carga de 77,9 MW a 89,9 MW y la S/E Selva Alegre pasó de tener una carga de 72,3 MW a 84,3 MW.

Además en el sistema se debe cambiar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.110:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	55,5
770	G. NAYON	ACTIVO	25	ACTIVO	30

Tabla 5.110: Medidas para la contingencia generador Cumbayá S/E

Vicentina Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador y transformadores detallados a continuación:

GEN NAYON S/E VICENTINA Generador inicia en barra 770.

TRAFO NAYON S/E VICENTIN Desde la barra 70 hasta la barra 670.

TRAFO CUMBAYA S/E VICEN Desde la barra 70 hasta la barra 770.

- Ha salido de servicio el Transformador S/E Calderón (138/23 KV C1) que inicia desde la barra 98 hasta la barra 99, produce una sobrecarga de 80,8% en el transformador Calderón (138/23 KV C2). Para aplacar esta sobrecarga producto de la contingencia se realizó la desconexión del 53,4% (30,1 MW) de la carga de la S/E Calderón (58 MW).

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el Transformador S/E Calderón (138/23 KV C2) que inicia desde la barra 98 hasta la barra 99.

- Ha salido de servicio el generador equivalente a la interconexión con Colombia de la barra 1332, produce una pérdida de generación de 235 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores y la

puesta en operación de otros que conforman la reserva fría, que estuvieron disponibles para su funcionamiento teniendo la suficiente capacidad de suministrar potencia activa. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.111:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	34,9
89	G. AGOYAN 1	ACTIVO	35	ACTIVO	50
689	G. AGOYAN 2	ACTIVO	35	ACTIVO	50
901	G. PAUTE AB 5	APAGADO	0	ACTIVO	100
907	G. PAUTE C 5	APAGADO	0	ACTIVO	100

Tabla 5.111: Medidas para la contingencia Generador Interconexión
Colombia Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

En cuanto a los generadores que no estaban en operación se puso a funcionar la unidad Paute AB 5 con 100 MW de la barra 901 y la unidad Paute C 5 con 100 MW de la barra 907.

- Ha salido de servicio el transformador de la subestación Pascuales (230/138/13,8 KV C2) que inicia desde la barra 25 hasta la barra 24, produce sobrecarga en el transformador cuyo valor se indica en la tabla 5.112:

De	A	Descripción	Φ [MVA]	Capacidad [MVA]	Sobrecarga
25	24	TRAFO 230/138/13,8 KV S/E PAS C1	380,7	375	1,5%

Tabla 5.112: Violaciones en Transformador Contingencia Trafo S/E Pascuales 230/138/13,8 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Una medida para disipar las violaciones en esta contingencia necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.113:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
929	G. ELECTROQUIL3 2	ACTIVO	25	ACTIVO	45

Tabla 5.113: Medidas para la contingencia transformador S/E Pascuales 230/138/13,8 KV C2 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia Trafo Pascuales 230/138/13,8 KV C1.

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, produce una pérdida de generación de 50 MW. Para

que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.114:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,18	ACTIVO	51,4
5	G. CUENCA 1	ACTIVO	21	ACTIVO	45

Tabla 5.114: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo Zevallos G1 Caso Base D.Med-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador de la S/E Gonzalo Cevallos de la barra 36:

f) Para el caso base Demanda Mínima-Periodo Lluvioso de las contingencias de la Tabla 4.9 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, produce una pérdida de generación de 80 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó

aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.115:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE	ACTIVO	21,6	ACTIVO	35,5
7	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
607	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
707	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
601	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
607	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
89	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
689	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80

Tabla 5.115: Medidas para la contingencia Generador S/E Machala
Power Caso Base D.Mín-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en la línea de transmisión y transformador de la S/E Machala Power detallados a continuación:

Desde la barra 23 hasta la barra 123 LINEA A S/E MACH POWER

Desde la barra 23 hasta la barra 623 TRAFO S/E MACH POWER

- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, produce una pérdida de generación de 75 MW. Para

que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.116:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE	ACTIVO	21,6	ACTIVO	30,5
7	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
607	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
707	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
601	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
607	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
89	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80
689	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	80

Tabla 5.116: Medidas para la Contingencia Central Térmica
Esmeraldas Caso Base D.Mín-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el transformador de la Central térmica Esmeraldas que inicia desde la barra 52 hasta la barra 53.

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, produce una pérdida de generación de 40 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó

aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.117:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE 1	ACTIVO	21,6	ACTIVO	64,1

Tabla 5.117: Medidas para la contingencia Generador S/E Gonzalo Cevallos G2 Caso Base D.Mín-Periodo Lluvioso

Nota: El análisis y solución de esta contingencia es similar a la contingencia en el generador de la S/E Gonzalo Cevallos de la barra 36:

- Ha salido de servicio el generador equivalente a la interconexión con Colombia que inicia en la barra 1332, produce una pérdida de generación de 220 MW. Para que el sistema recupere esta pérdida de generación se necesitó aumentar la potencia activa de algunos generadores. Los generadores utilizados se resumen en la tabla 5.118:

Redistribución Generación MW		Antes de la Contingencia		Después de la Contingencia	
# Barra	Descripción	Status	MW	Status	MW
1	G. PAUTE	ACTIVO	21,6	ACTIVO	41,5
7	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	100
607	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	100
707	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	100
601	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	100
701	G. PAUTE	ACTIVO	60	ACTIVO	100

Tabla 5.118: Medidas para la contingencia Generador Interconexión

Colombia Caso Base D.Mín-Periodo Lluvioso

Con el nuevo despacho de los generadores de la tabla anterior y la operación de una unidad de generación de la S/E Santa Rosa con 11 MVAR capacitivos se solucionaron las violaciones producto de la contingencia.

5.2 Método Probabilístico: Análisis y Solución de las Contingencias

Seleccionadas

En esta sección se realizó un análisis de las contingencias simuladas elegidas por el criterio de selección aplicado en el método Probabilístico en los diferentes casos base del S.N.I. Además se presentarán las medidas aplicadas a estas contingencias.

Las medidas para aplacar las violaciones provocadas por las contingencias seleccionadas en los diferentes casos bases se basaron en la utilización del margen de reserva del sistema, la disminución de potencia activa de generación y la transferencia de carga entre las subestaciones, estas medidas son aplicables a los momentos después de producirse la contingencia.

El análisis de las contingencias elegidas aplicado por el método Probabilístico para los diferentes casos bases se muestran a continuación, detallando el número total de violaciones de cada una y las principales violaciones de estas.

a) Para el caso base Demanda Máxima-Periodo Estiaje de las contingencias de la Tabla 4.11 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, se analizó en la sección 5.1 literal a) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Trinitaria de la barra 632, se analizó en la sección 5.1 literal a) en este mismo caso base.

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, se analizó en la sección 5.1 literal a) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 36, se analizó en la sección 5.1 literal a) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, se analizó en la sección 5.1 literal a) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la interconexión Colombia de la barra 1332, se analizó en la sección 5.1 literal a) en este mismo caso base.

b) Para el caso base Demanda Media-Periodo Estiaje de las contingencias de la Tabla 4.12 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, se analizó en la sección 5.1 literal b) en este mismo caso base.

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Trinitaria de la barra 632, se analizó en la sección 5.1 literal b) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, se analizó en la sección 5.1 literal b) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 36, se analizó en la sección 5.1 literal a) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, se analizó en la sección 5.1 literal b) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la interconexión Colombia de la barra 1332, se analizó en la sección 5.1 literal b) en este mismo caso base.

c) Para el caso base Demanda Mínima-Periodo Estiaje de las contingencias de la Tabla 4.13 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, se analizó en la sección 5.1 literal c) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Trinitaria de la barra 632, se analizó en la sección 5.1 literal c) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, se analizó en la sección 5.1 literal c) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 36, se analizó en la sección 5.1 literal c) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, se analizó en la sección 5.1 literal c) en este mismo caso base.

- Ha salido de servicio el generador de la interconexión Colombia de la barra 1332, se analizó en la sección 5.1 literal c) en este mismo caso base.

d) Para el caso base Demanda Máxima-Periodo Lluvioso de las contingencias de la Tabla 4.14 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, se analizó en la sección 5.1 literal d) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, se analizó en la sección 5.1 literal d) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, se analizó en la sección 5.1 literal d) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 36, se analizó en la sección 5.1 literal d) en este mismo caso base.

- Ha salido de servicio el generador de la interconexión con Colombia de la barra 1332, se analizó en la sección 5.1 literal d) en este mismo caso base.

e) Para el caso base Demanda Media-Periodo Lluvioso de las contingencias de la Tabla 4.15 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, se analizó en la sección 5.1 literal e) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, se analizó en la sección 5.1 literal e) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, se analizó en la sección 5.1 literal e) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 36, se analizó en la sección 5.1 literal e) en este mismo caso base.

- Ha salido de servicio el generador de la interconexión con Colombia de la barra 1332, se analizó en la sección 5.1 literal e) en este mismo caso base.

f) Para el caso base Demanda Mínima-Periodo Lluvioso de las contingencias de la Tabla 4.16 tenemos:

- Ha salido de servicio el generador de la subestación Machala Power de la barra 623, se analizó en la sección 5.1 literal f) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la Central Térmica Esmeraldas de la barra 53, se analizó en la sección 5.1 literal f) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 35, se analizó en la sección 5.1 literal f) en este mismo caso base.
- Ha salido de servicio el generador de la subestación Gonzalo Zevallos de la barra 36, se analizó en la sección 5.1 literal f) en este mismo caso base.

- Ha salido de servicio el generador de la interconexión Colombia de la barra 1332, se analizó en la sección 5.1 literal f) en este mismo caso base.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El programa Power World Simulator nos permitió realizar las simulaciones del S.N.I. bajo distintos escenarios llamados casos bases. Los cuales nos permitieron identificar los componentes que de alguna u otra manera son esenciales en la operación diaria del sistema esto nos llevó a cumplir con el objetivo principal de este trabajo el cual fue ayudar a la operación del sistema cuando ocurren eventos inesperados.

Cinco transformadores del S.N.I se encuentran sobrecargados en el caso base con demanda máxima, tanto para el periodo de estiaje como para el periodo lluvioso, y soportan sobrecargas menores al 30% de sus valores nominales durante la duración de la demanda máxima de 30 minutos. Estas condiciones de sobrecarga fueron consideradas aceptables porque provocan una pequeña reducción a la vida útil de estos componentes.

Cabe mencionar que los transformadores 138/46 KV de la S/E Vicentina en el periodo de estiaje tuvieron sobrecarga, el uno de 21,7% (9,3 MW) y el otro de 17,6% (8,4 MW), mientras que durante el periodo lluvioso tuvieron sobrecarga del 11,9% (5,1 MW) y 8,1% (3,9 MW). De la observación de estos porcentajes se puede concluir que los generadores de la S/E Vicentina en el

periodo lluvioso tienen una mayor contribución de potencia al sistema aliviando la sobrecarga de los transformadores antes mencionados.

Para el estudio determinístico:

1. Para los casos bases de Demanda máxima, tanto para el periodo estiaje como para el periodo lluvioso, se presentaron básicamente los mismos problemas de pérdida de carga, pérdida de generación y/o violaciones a los límites de operación de los componentes.
2. Para los casos bases de Demanda media, tanto para el periodo estiaje como para el periodo lluvioso, se presentaron básicamente los mismos problemas de pérdida de carga y pérdida de generación.
3. Para los casos bases de Demanda mínima, tanto para el periodo estiaje como para el periodo lluvioso, se presentó básicamente el problema de pérdida de generación.

La contingencia en el transformador de la S/E Santa Rosa (230/138/13,8 KV) presentó un gran número de violaciones en el periodo de demanda máxima, 49 de ellos fueron en periodo de estiaje y 45 en periodo lluvioso, provocando sobrecargas del 77,6% (194 MW) en los transformadores de la S/E Pomasqui,

y violaciones de bajo voltaje de hasta 0,75 p.u. en las S/E Ibarra y S/E Tulcán. Para aliviar los efectos de esta contingencia en el S.N.I se realizó la desconexión del 60% (97,68 MW) de la carga de la S/E Vicentina.

La contingencia en uno de los circuitos de la línea de transmisión Portoviejo-Daule Peripa, C1 y C2 a 138KV, causó la salida de servicio de ambos circuitos, debido a la operación de las protecciones de la línea, dejando sin servicio a la S/E Portoviejo y a la S/E Montecristi, con las consiguientes pérdidas totales de carga de 63,9 MW y 53,5 MW respectivamente. Para aliviar los efectos de esta contingencia se reconectó el circuito de la línea de transmisión sin contingencia, luego se realizó la conexión del 74,76% (40 MW) de la carga de la S/E Montecristi y la conexión del 100% (63,9 MW) de la carga de la S/E Portoviejo, se puso en operación el generador de la Central Miraflores con 23 MW, con estas acciones solo en la S/E Montecristi se presentó una pérdida de carga del 25,23% (13,5 MW).

La contingencia en uno de los circuitos de la línea de transmisión Paute-Cuenca, C1 y C2 a 138KV, causó la salida de servicio de ambos circuitos, debido a la operación de las protecciones de la línea, dejando sin servicio a la S/E Cuenca y la S/E Loja, con las consiguientes pérdidas totales de carga de 142,8 MW con 44,6 MW respectivamente. Para aliviar los efectos de esta

contingencia se reconectó el circuito de la línea sin contingencia, luego se realizó la conexión del 44,84% (20 MW) de la carga de la S/E Loja y la conexión del 100% (142,8 MW) de la carga de la S/E Cuenca, con estas acciones solo en la S/E Loja se presentó una pérdida de carga del 55,16% (24,6 MW).

La contingencia en el transformador Machala (138/69/13,8KV) no provocó violaciones en demanda máxima para ambos periodos climáticos debido a la operación de la Interconexión con Perú.

La contingencia en el generador equivalente a la interconexión con Colombia causó una pérdida de generación de 235 MW en los casos bases con demanda máxima, media y mínima, tanto para el periodo de estiaje como para el periodo lluvioso. Para suplir esta pérdida de generación en los casos bases con demanda máxima se utilizó el margen de reserva del sistema (MRS) y la reserva fría de generación, parte de esta reserva fueron las unidades térmicas como la barcaza Victoria II y Enrique García. Para suplir esta pérdida de generación en los casos bases con demanda media y mínima se utilizó el margen de reserva del sistema (MRS).

En demanda media la contingencia en el transformador Policentro (138/69/13,8 KV) produjo una pérdida de carga de 110,1 MW, se pudo transferir el 27,25% (30 MW) a la S/E Salitral y 27,25% (30 MW) a la S/E Pascuales, produciéndose una pérdida de carga de 45,50% (50,1 MW).

En demanda media la contingencia en el transformador Trinitaria (138/69/13,8 KV) produjo una pérdida de carga de 84 MW, se pudo transferir el 44,51% (35,71 MW) a la S/E Salitral y 23,81% (20 MW) a la S/E Policentro, produciéndose una pérdida de carga de 28,87% (24,25 MW).

En demanda media la contingencia en el transformador Pascuales (138/69/13,8 KV) produjo la pérdida de carga de 133 MW, se pudo transferir el 17,29% (23 MW) a la S/E Salitral y 15,34% (20 MW) a la S/E Policentro, además se puso en operación a la central térmica Enrique García con 90 MW, recuperando de esta manera el 100% (133 MW) de la carga perdida.

En demanda media la contingencia en el transformador Selva Alegre (138/46 KV produjo la pérdida de carga de 72,3 MW), se permite transferir el 34,57% (25 MW) a la S/E Santa Rosa y 27,6 (20 MW) a la S/E Vicentina, produciéndose una pérdida de carga de 37,76% (27,3 MW).

Los componentes incluidos en el análisis probabilístico son los que tuvieron mayor probabilidad de falla y valores mayores al 50% de Factor de Capacidad, los cuales fueron:

- Generador Equivalente Machala Power (Estiaje/Lluvioso)
- Generador Equivalente Interconexión Colombia (Estiaje/Lluvioso)
- Generador Gonzalo Zevallos 1 y 2 (Estiaje/Lluvioso)
- Generador Central Térmica Esmeraldas (Estiaje/Lluvioso)
- Generador S/E Trinitaria (Lluvioso)

Las probabilidades falla de los transformadores de potencia de 138/69/13.8 KV (FOR1), líneas de transmisión 138 KV (FOR2) y las líneas de transmisión 230 KV (FOR3) siguieron una distribución estadística de Weibull, con un nivel de confianza de 95 %.

Es recomendable la instalación adicional de otro transformador de 230/138/13,8 KV en la S/E Santa Rosa y la construcción de una línea de transmisión de 138 KV adicional a la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina 138 KV, para mejorar la seguridad del norte del país. Además se recomienda aumentar la capacidad de transmisión o el nivel de voltaje, de

138 KV a 230 KV, de los circuitos de la línea de transmisión Daule Peripa-Portoviejo, C1 y C2 a 138 KV, y de los circuitos de la línea de transmisión Paute-Cuenca, C1 y C2 a 138 KV.

Las contingencias en las líneas de transmisión Cuenca-Loja 138 KV, Posorja-Electroquíl 138 KV, Santa Elena-Pascuales 138 KV y Daule Peripa-Chone 138KV, por ser líneas radiales de un solo circuito, provocaron la salida de servicio de 44,6MW en la S/E Loja, 17,1 MW en la S/E Posorja, 52,2 MW en la S/E Santa Elena y 58,7 MW en la S/E Chone, respectivamente. Por estas razones es recomendable la instalación un circuito paralelo en cada una de las líneas de transmisión anteriormente mencionadas.

BIBLIOGRAFIA

[1] M. SOTO, “Cálculo de índices nodales de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1997. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.

<http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/manuelsoto.pdf>

[2] J. PABLO DIAZ VIERA, “Evaluación de la confiabilidad en el marco de los sistemas eléctricos competitivos”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2000. Memoria para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias.

<http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/diazjp.pdf>

[3] ALVARO PONTON, “Evaluación de la confiabilidad en sistemas de generación utilizando un computador personal”, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Santiago de Guayaquil, 1986. Tesis para optar al título de Ingeniero en Electricidad con especialización en Potencia.

[4] A. ARRIAGADA, “Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.

<http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/aarriagada.pdf>

[5] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA CENACE – Plan de operación del Mercado Eléctrico Mayorista Enero – Diciembre 2003 Quito- Ecuador.

[6] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC – Plan Nacional de Electrificación 2002 – 2011 Febrero 2002 Quito- Ecuador

[7] TRANSELECTRIC S.A. – SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO S.N.I. (2005) Estadísticas de Operaciones 2000 – 2004. Quito- Ecuador.

[8] MARIA CRISTINA ALVAREZ, ALICIA WILSON, ENZO COPPES “Análisis de Herramientas para el estudio de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia”, Universidad de la Republica Oriental del Uruguay, Montevideo - Uruguay, 2002. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.

[9] RICARDO LARRAÍN LLONA “Calculo de un índice de indisponibilidad de Transmisión para el sistema interconectado central basado en el método predictivo probabilístico analítico” Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2001. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil de Industrias. Con diploma en Ingeniería Eléctrica.

[10] INSTITUTO DE ENERGIA ELECTRICA “Confiabilidad y reserva en sistema eléctricos” Universidad Nacional de San Juan – Argentina,

[11] MERA. C. (2004) Sistemas de Potencia. Notas de Clase. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Escuela Superior Politécnica del Litoral.

[12] BILLINTON, R. y ALLAN, R. (1996) Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Pub Corp, New York, United States.

[13] FINK, L. y CARLSEN, K (1978) Operating under stress and strain Spectrum Transactions.

[14] DA SILVA, E (1997) Comunicación personal. Universidad Federal de Santa Catarina UFSC, Florianópolis, Brazil.

[15] CARLOS BENAVIDES MOREIRA, IVAN CARCHIPULLA SALAZAR, JORGE ZAVALA ANDRADE, “Estudio y aplicación de la herramienta computacional CAPE para el Análisis de las Protecciones Eléctricas en Sistemas de Potencia”, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Santiago de Guayaquil, 2003. Tesis optar al título de Ingeniero en Electricidad con especialización en Potencia.

[16] <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/eda/section3/eda3668.htm>

[17] <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/eda/section3/probplot.htm>

[18] http://rac.alionscience.com/pdf/A_DTest.pdf

ANEXOS

ANEXO A

TASAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO S.N.I.

A.1 Tasas de Indisponibilidad Forzada FOR y Tasas de Frecuencias de Fallas Anuales FR

Barra Inicio	Barra Fin	Circuito	Años	Componentes del S.N.I.	Tasa Indisponibilidad FORZADA (FOR)	Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales
Lineas de 138 KV C,C1,C2						
25	26	1	4	C L/T pascuales-Santa Elena 138	0,000484209	2,50
50	52	1	4	C1 L/T Sto. Domingo-Esmeraldas 138	0,000450913	3,50
29	729	1	4	C L/T Posorja-Electroquil 138	0,000400970	4,25
25	34	1	3	C1 L/T pascuales-Salitra 138	0,000369102	1,33
17	123	2	2	C2 L/T MILAG138-SECCIONA	0,000305365	1,00
50	52	2	4	C2 L/T Sto. Domingo-Esmeraldas 138	0,000234018	2,50
17	123	1	2	C1 L/T MILAG138-SECCIONA	0,000231164	4,50
21	123	2	2	C2 L/T MACHA138-SECCIONA	0,000227359	4,00
2	4	1	4	C1 L/T Cuenca-Molino 138	0,000216895	1,25
47	94	2	3	C2 L/T Portoviejo-Daule Peripa 138	0,000213724	2,33
45	94	1	3	C1 L/T Quevedo-Daule Peripa 138	0,000211187	0,67
58	65	1	4	C L/T Santa Rosa 138 S/E El Carmen	0,000193113	1,00
58	71	1	3	C L/T Santa Rosa-Vicentina 138	0,000173135	1,00
91	191	1	3	C L/T TULCAN13-IPIA138	0,000172501	2,33
25	42	2	4	C2 L/T Pascuales-Policentro 138	0,000167903	3,00
71	74	1	4	C L/T VINCEN138-LATAC138	0,000165049	1,00
25	42	1	4	C1 L/T Pascuales-Policentro 138	0,000165049	0,75
47	94	1	4	C1 L/T Portoviejo-Daule Peripa 138	0,000136986	1,25
71	72	1	3	C L/T Vicentina-Guangopolo 138	0,000136352	1,00
17	19	1	3	C L/T Milagro-Babahoyo 138	0,000114155	3,33
71	78	2	4	C2 L/T Vicentina-Ibarra 138	0,000106069	1,75
71	78	1	3	C1 L/T Vicentina-Ibarra 138	0,000078640	2,00
4	14	1	4	C L/T Cuenca-Loja 138	0,000075152	1,50

* Los datos para obtener los valores de estas tasas, provienen de los reportes de fallas del sistema de transmisión, dados por TRANSELECTRIC S.A.

Barra Inicio	Barra Fin	Circuito	Años	Componentes del S.N.I.	Tasa Indisponibilidad FORZADA (FOR)	Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales
94	95	1	2	C L/T Daule Peripa-Chone 138	0,000068493	1,50
80	82	1	1	C L/T Pucara - Ambato 138	0,000068493	1,00
2	4	2	3	C2 L/T Cuenca-Molino 138	0,000058346	1,33
78	91	1	4	C L/T Ibarra 138 S/E Tulcan	0,000050894	2,00
74	80	1	4	C L/T LATAC138 - PUCAR138	0,000018075	0,50
25	34	2	1	C2 L/T pascuales-Salitril 138	0,000017123	1,00
25	729	1	4	C L/T Pascuales-Electroquil 138	0,000014269	0,50
45	94	2	2	C2 L/T Quevedo-Daule Peripa 138	0,000005708	0,50
Lineas de 230 KV C,C1,C2						
102	1332	2	1	C2 L/T Pomasqui - Jamondino 230	0,002463851	18,00
44	49	2	4	C2 L/T Quevedo-Santo domingo 230	0,002310217	2,75
102	1332	1	1	C1 L/T Pomasqui - Jamondino 230	0,002302131	16,00
44	49	1	4	C1 L/T Quevedo-Santo domingo 230	0,001560122	1,25
24	44	2	4	C2 L/T Pascuales-Quevedo 230	0,000729167	1,75
57	102	2	1	C2 L/T Pomasqui - Sta. Rosa 230	0,000690639	7,00
3	24	1	4	C1 L/T Molino-Pascuales 230	0,000531868	1,50
3	24	2	4	C2 L/T Molino-Pascuales 230	0,000470890	3,00
57	102	1	1	C1 L/T Pomasqui - Sta. Rosa 230	0,000327245	5,00
57	85	1	4	C1 L/T Sta Rosa-Totoras 230	0,000168379	0,50
3	16	1	3	C1 L/T Molino-Milagro 230	0,000141426	1,67
49	57	2	3	C2 L/T Sto. Domingo-Sta. Rosa 230	0,000119863	2,00
16	24	1	4	C1 L/T milagro-pascuales 230	0,000101788	1,75
24	44	1	4	C1 L/T Pascuales-Quevedo 230	0,000099410	2,75
49	57	1	4	C1 L/T Sto. Domingo - Sta. Rosa 230	0,000080860	2,25
3	16	2	4	C2 L/T Molino-Milagro 230	0,000074201	2,25
57	85	2	2	C2 L/T Sta Rosa-Totoras 230	0,000049467	1,50
24	33	1	4	C1 L/T Pascuales-Trinitaria 230	0,000040906	1,25
3	86	1	1	C L/T Molino- Riobamba 230	0,000039954	1,00
3	85	1	4	C L/T Molino-Totoras 230	0,000032344	1,00

* Los datos para obtener los valores de estas tasas, provienen de los reportes de fallas del sistema de transmisión, dados por TRANSELECTRIC S.A.

Barra Inicio	Barra Fin	Circuito	Años	Componentes del S.N.I.	Tasa Indisponibilidad FORZADA (FOR)	Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales
Transformadores 138/69/13,8 KV Subestacion						
25	27	1	4	ATR. OHIO 138/69 S/E Pascuales	0,000951294	1,50
31	34	1	4	ATQ 138/69 S/E Salitral	0,000189222	2,25
21	22	1	4	ATQ 69/138 S/E Machala	0,000188356	2,25
45	46	1	3	ATR 69/138 S/E Quevedo	0,000170599	1,67
19	20	1	4	ATQ 69/138 S/E babahoyo	0,000132705	2,25
31	34	1	3	ATR 138/69 S/E Salitral	0,000112253	0,33
74	75	1	1	ATQ 69/138 S/E Mulalo	0,000095129	1,00
42	43	1	4	ATQ 138/69 S/E Policentro	0,000053748	0,75
95	96	1	3	ATQ 138/69 S/E Chone	0,000038686	1,33
29	30	1	3	ATQ 138/69 S/E Posorja	0,000038052	0,67
50	51	1	3	ATR 69/138 S/E Sto. domingo	0,000015221	0,33
26	28	1	3	ATQ 138/69 S/E Sta Elena.	0,000012050	0,33
77	78	2	4	ATQ 69/138 S/E Ibarra	0,000011416	0,25
83	84	1	4	ATQ 69/138 S/E Totoras	0,000009989	0,25
Transformadores 230/138/13,8 KV Subestacion						
2	3	2	2	AT2 S/E Paute Molino 230/138	0,000284437	1,50
57	58	1	4	ATU 230/138 S/E Santa Rosa	0,000081336	0,75
44	45	1	3	ATT 230/138 S/E Quevedo	0,000062151	1,00
16	17	1	2	ATU 230/138 S/E Milagro	0,000046613	0,50
33	32	1	3	ATT 230/138 S/E Trinitaria	0,000034247	0,33
49	50	1	4	ATU 230/138 S/E Sto. Domingo	0,000027112	0,50
24	25	2	3	ATU 230/138 S/E Pascuales	0,000024734	1,00
Transformadores 230/69/13,8 KV Subestacion						
16	18	1	4	ATK 230/69 S/E milagro	0,000082763	0,50
Transformadores 138/46 KV Subestacion						
71	70	2	2	T2 S/E Vicentina 138/46	0,000156012	1,00
71	70	1	2	T1 S/E Vicentina 138/46	0,000053272	1,00
Transformadores 138/46/13,8 KV Subestacion						
58	59	1	3	TNR 138/46 S/E Sta. Rosa	0,000028539	0,67
Transformadores 138 / 34.5/13.8 KV Subestacion						
78	79	1	3	T1 S/E Ibarra 138 / 34,5 KV	0,000042491	0,67

* Los datos para obtener los valores de estas tasas, provienen de los reportes de fallas del sistema de transmisión, dados por TRANSELECTRIC S.A.

A.2 Tasas FOR para las Lineas de Transmisión y Transformadores de Potencia del S.N.I.

#	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	FOR	COMPONENTES
1	21	123	1	0,0002273592	LINEA 138 KV
2	25	130		0,0000205105	LINEA 138 KV
3	34	32		0,0002255697	LINEA 138 KV
4	55	62		0,0001743128	LINEA 138 KV
5	55	103		0,0002870710	LINEA 138 KV
6	58	62		0,0005125112	LINEA 138 KV
7	58	68		0,0001845646	LINEA 138 KV
8	62	68		0,0005125112	LINEA 138 KV
9	62	98		0,0002870710	LINEA 138 KV
10	65	122		0,0006354357	LINEA 138 KV
11	78	178		0,0000205105	LINEA 138 KV
12	82	84		0,0001435561	LINEA 138 KV
13	84	88	1	0,0006764038	LINEA 138 KV
14	84	88	2	0,0006764038	LINEA 138 KV
15	95	97		0,0006200718	LINEA 138 KV
16	98	103		0,0000717832	LINEA 138 KV
17	8	16		0,0001078532	LINEA 230 KV
18	8	24		0,0000249494	LINEA 230 KV
19	24	33	2	0,0000712663	LINEA 230 KV
20	85	86		0,0001080547	LINEA 230 KV
21	1333	1334		0,0002821834	LINEA 230 KV
22	191	192		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-115-13.8 KV
23	2	1		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
24	2	601		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
25	2	701		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
26	2	801		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
27	2	901		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
28	32	632		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
29	32	732		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
30	52	53		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
31	58	64		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
32	58	664		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
33	58	764		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
34	66	65		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
35	80	681		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
36	80	81		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
37	88	89		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
38	88	689		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
39	94	93		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
40	94	693		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
41	94	793		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
42	729	829		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
43	729	929		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
44	68	69		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
45	98	99	1	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
46	98	99	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
47	2	3	2	0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
48	24	25	2	0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
49	84	85		0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
50	102	103		0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
51	55	56		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46 KV

* Los datos para obtener los valores de estas tasas, provinieron del Centro de Pesquisa de Energia Electrica (CEPEL)

** Con los datos de CEPEL se calcularon las tasas de los componentes de transmision que no se obtuvieron en el anexo C1

#	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	FOR	COMPONENTES
52	62	63		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46 KV
53	58	59	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46-13.8 KV
54	72	73		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-6.6 KV
55	4	5		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
56	14	15		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
57	32	38		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
58	47	48	1	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
59	47	48	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
60	52	54		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
61	78	177		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
62	82	90		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
63	91	92		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
64	3	7		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
65	3	607		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
66	3	707		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
67	3	807		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
68	3	907		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
69	623	23		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
70	22	1333		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69 KV
71	8	9		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69-13.8 KV
72	86	87		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69-13.8 KV
73	59	970		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
74	59	870		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
75	70	670		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
76	70	770		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
77	27	627		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
78	28	628		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
79	31	35		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
80	31	36		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
81	31	37		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
82	39	600		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
83	39	700		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
84	131	631		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
85	131	731		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
86	131	831		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
87	131	931		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
88	131	1031		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
89	131	1131		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
90	131	1231		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
91	131	1331		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
92	165	765		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV

* Los datos para obtener los valores de estas tasas, provinieron del Centro de Pesquisa de Energia Electrica (CEPEL)

** Con los datos de CEPEL se calcularon las tasas de los componentes de transmision que no se obtuvieron en el anexo C1

# Barra	Nombre	ID	FOR
15	C. LOJA	H	0,020825517
66	C.H. EL CARMEN	H	0,020825517
75	MULALO	H	0,020825517
79	IBARRA	H	0,020825517
87	RIOBAMBA	H	0,020825517
90	AMBATO	H	0,020825517
92	TULCAN	H	0,020825517
112	C. GUARANDA	H	0,020825517
122	PAPAYACTA	H	0,020825517
970	C.H. GUANGOPOLO	H	0,020825517
7	C.H. PAUTE	1	0,020778597
89	AGOYAN 1	H	0,02077860
93	C.H DAUL-PERIPA 1	H	0,020778597
601	C.H. PAUTE 2	2	0,020778597
607	C.H. PAUTE	2	0,020778597
689	AGOYAN 2	H	0,020778597
693	C.H DAUL-PERIPA 2	H	0,020778597
701	C.H. PAUTE 3	3	0,020778597
707	C.H. PAUTE	3	0,020778597
793	C.H DAUL-PERIPA 3	H	0,020778597
801	C.H. PAUTE 4	4	0,020778597
807	C.H. PAUTE	4	0,020778597
901	C.H. PAUTE 5	5	0,020778597
907	C.H. PAUTE	5	0,020778597
5	C. CUENCA	H	0,008675974
81	PUCARA 1	H	0,008675974
681	PUCARA 2	H	0,008675974

* Los datos para obtener los valores de estas tasas provienen del Centro de Pesquisa de Energia Electrica (CEPEL)

A.3 Tasas de Indisponibilidad Forzada FOR para los Generadores del S.N.I.

# Barra	Nombre	ID	FOR
623	MACHALA POWER	1	0,076898742
632	TRINITARIA	V	0,076898742
1332	INTER. COLOMBIA 230 KV	1	0,076898742
35	G.ZEVALLOS 1	V	0,065528067
36	G.ZEVALLOS 2	V	0,065528067
53	TERMOESMERALD	V	0,065528067
627	ENRIQUE GARCIA	G	0,065528067
732	B. VICTORIA II	D	0,065528067
18	MILAGRO	T	0,053309645
20	BABAHOYO	T	0,053309645
22	MACHALA	T	0,053309645
28	SANTA ELENA	T	0,053309645
51	ST.DOMINGO	T	0,053309645
37	G.ZEVALLOS 3	G	0,053309645
54	ESMERALDAS	T	0,053309645
64	C.T.G. STA. ROSA 1	G	0,053309645
73	C.T. GUANGOPOLO	D	0,053309645
148	C. MIRAFLORES	T	0,053309645
192	IPIALES	F	0,053309645
600	ELEC.QUIL2 G1	G	0,053309645
622	MEXICO	G	0,053309645
631	C.T. A. SANTOS 1	V	0,053309645
649	ECUAP-SD	1	0,053309645
649	ECUAP-SD	2	0,053309645
664	C.T.G. STA. ROSA 2	G	0,053309645
670	C.H. CUMBAYA	C	0,053309645
700	ELEC.QUIL2 G2	G	0,053309645
731	C.T. A. SANTOS 2	1	0,053309645
764	C.T.G. STA. ROSA 3	G	0,053309645
765	B. POWER BARGE I	V	0,053309645
770	C.H. NAYON	N	0,053309645
829	ELEC.QUIL3 G1	G	0,053309645
831	C.T. A. SANTOS 3	2	0,053309645
870	C.T.G HER+LULUCO	G	0,053309645
929	ELEC.QUIL3 G2	G	0,053309645
931	C.T. A. SANTOS 4	3	0,05330964
1031	C.T. A. SANTOS 5	5	0,053309645
1131	C.T. A. SANTOS 6	6	0,053309645
1231	C.T. A. TINAJERO 1	1	0,053309645
1331	C.T. A. TINAJERO 2	2	0,053309645

* Los datos para obtener los valores de estas tasas provienen del Centro de Pesquisa de Energia Electrica (CEPEL)

A.4 Estadísticas de Interrupciones (CEPEL)

No existen muchos trabajos en los que se haya efectuado una recopilación de información acerca de los tiempos medios de disponibilidad (MTTF) e indisponibilidad (MTTR) de las distintas instalaciones y equipos que componen un sistema de potencia. Considerando tal dificultad, en parte de la realización del presente trabajo se ha optado por la utilización de los valores proporcionados por el Dr. Edson Luís Da Silva, profesor de la Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil, que corresponden a las estadísticas con que corresponden a las estadísticas con que cuenta el Centro de Pesquisa de Energía Eléctrica (CEPEL) de Río de Janeiro, uno de los principales centros de investigación existentes en el Brasil en área de Sistemas Eléctricos de Potencia.

La forma para calcular las tasas de Indisponibilidad Forzada FOR de los componentes (generadores, líneas de transmisión y transformadores) en el S.N.I. de los anexos A2 y A3, varia dependiendo de los datos que uno tiene, con los tiempos medios de disponibilidad e indisponibilidad la forma para calcular el valor de estas Tasas FOR se dio con la ecuación A.1.

$$FOR = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (A.1)$$

Donde:

MTTF = Tiempo medio de disponibilidad

MTTR = Tiempo medio de indisponibilidad

FOR = Tasa de Indisponibilidad Forzada

Las formas para obtener los valores de los tiempos MTTF y MTTR se detallan a continuación, para las unidades de generación, líneas de transmisión y transformadores de poder.

I) Unidades de Generación

Tipo de Unidad	Tamaño [MW]	Tasa de Falla [año] ⁻¹	MTTR [h]
Hidráulica	10 - 29	9,7236	19,16076
Hidráulica	30 - 59	6,0444	12,68392
Hidráulica	60 - 199	7,6212	24,39392
Hidráulica	200 - 499	13,1400	35,00175
Térmica	10 - 59	10,5120	46,92633
Térmica	90 - 129	16,4688	37,29952
Térmica	130 - 199	21,2868	34,28180

Tabla A.1: Tasas para Generadores

Escogiendo el valor de la tasa de falla asociada al tipo de tamaño de la unidad que mas se acerque a la unidad analizada, el tiempo medio de disponibilidad (MTTF) se calcula como:

$$MTTF_G = \frac{T}{fr_G} \quad (A.2)$$

Donde:

MTTF_G: tiempo medio de disponibilidad de un generador, en [horas],

fr_G : tasa de falla del generador, en [año]⁻¹, y

T : periodo del estudio, es decir, 8.760 [horas/año].

II) Líneas de Transmisión

Nivel de Tensión [kV]	Tasa de Falla [año-100Km] ⁻¹	MTTR [h]
500	0,0500	14,00
230	0,0669	33,00
138	0,4278	42,00
69	0,7080	42,00

Tabla A.2: Tasas para Líneas de Transmisión

El valor de la tasa de falla asociada al tipo de línea que mas se acerque a la tensión de la línea analizada, es el utilizado para el cálculo del tiempo medio de disponibilidad (MTTF) y se obtiene como:

$$MTTF_L = \frac{T}{\frac{fr_L}{L} \cdot 100} \quad (A.3)$$

Donde:

MTTF_L : tiempo medio de disponibilidad de una línea , en [horas],

fr_L : tasa de falla de la línea, en [año-100km]⁻¹,

T : periodo del estudio, es decir, 8.760 [horas/año]. y

L : longitud de la línea, en [km].

III) Transformadores de poder

Tensión Primaria [kV]	Tasa de Falla [año] ⁻¹	MTTR [h]
500	0,1500	12,00
230	0,2000	10,00
138	0,2500	10,00

Tabla A.3: Tasas para Transformadores de Poder

Seleccionando el valor de la tasa de falla asociada al tipo y tamaño de la unidad que mas se acerque a la unidad analizada, el tiempo medio de disponibilidad (MTTF) se calcula como:

$$MTTF_{Tr} = \frac{T}{fr_{Tr}} \quad (A.4)$$

Donde:

MTTF_{Tr}: tiempo medio de disponibilidad de un transformador, en [horas]

fr_{Tr} : tasa de falla del transformador, en [año]⁻¹, y

T : periodo del estudio, es decir, 8.760 [horas/año].

ANEXO B

Modelado de los Componentes del S.N.I. en POWER WORLD SIMULATOR

B.1 Areas

Las áreas son un grupo de sistemas de potencia que tienen por sí mismo un conjunto de subestaciones, barras, líneas, generadores y cargas. Cabe anotar que cada área tiene su respectiva barra de oscilación, y se usa para Interconexión de sistemas por lo que su uso en el modelado del S.N.I. ecuatoriano es indispensable

B.2 Barras

Las barras son puntos de unión de elementos y permiten la entrada o salida de la energía eléctrica en las subestaciones, por eso en Power Word es indispensable el ingreso de las barras para luego poder continuar con los elementos que se conectan a ellas como son generadores, transformadores, líneas, reactores, cargas, entre otros. La creación de las barras en Power Word se realizó asignando a dichas barras un determinado número. Una forma para insertar una barra es haciendo Clic en el menú insertar de la barra principal de Power Word y se selecciona el botón Bus.

Para ingresar los datos para cada barra en Power Word, como se ve en el Figura A.1 fue necesario llenar los siguientes campos:

Figura B.1: Cuadro de Opciones de una Barra en POWER WORD

- Número de la barra, utilizándose la numeración con la que trabaja TRANSELECTRIC.
- Nombre de la barra.
- Nombre del área a la que pertenece la barra
- Numero de zona en la que se ubica la barra
- Nivel de voltaje en magnitud y ángulo tanto en por unidad como en kV.

- Información de carga de la barra
- Información de generación de la barra
- Información de reguladores de la barra

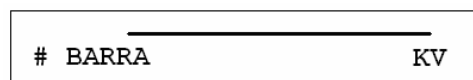


Figura B.2: Modelo de una Barra en POWER WORLD

B.3 Líneas de Transmisión

Las líneas son el medio de transporte de la energía eléctrica dentro del S.N.I. En este sistema encontramos líneas de transmisión de diferentes valores de voltajes como las de 230 KV, 138 KV y algunas líneas de subtransmisión de 69 KV.

La representación de las líneas y transformadores en Power Word Simulator emplea un modelo de impedancia pi, el cual puede estar dado tanto en ohmios como en por unidad ya que el programa admite cualquiera de los dos tipos de información.

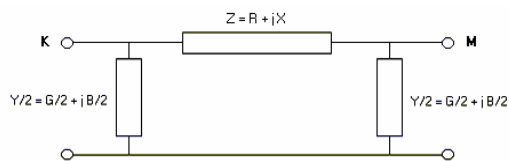


Figura B.3: Modelo Pi (Π) de una Línea de Transmisión.

Una forma de insertar una línea de transmisión es haciendo Clic en el menú insertar de la barra principal de Power Word y se selecciona el botón Transmission Line.

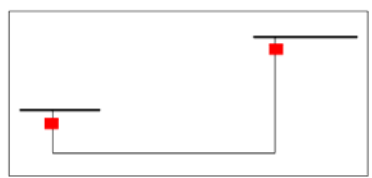


Figura B.4: Modelo de una Línea de Transmisión en POWER WORLD

Captura de pantalla del cuadro de opciones "Transmission Line/Transformer Options" en POWER WORLD. El cuadro muestra los siguientes campos y valores:

- From Bus: 102
- To Bus: 1332
- Circuit: 2
- Name: POMAS230
- JAMONDIN
- Find By Numbers
- Find By Names
- From End Metered
- Parameters / Display | Fault Parameters
- Parameters:
 - Resistance (R): 0,02407
 - Reactance (X): 0,19734
 - Charging (B or C): 0,3977
 - Limit A (MVA): 442,0
 - Limit B (MVA): 442,0
 - Limit C (MVA): 442,0
- Status:
 - Open
 - Closed
- Line Shunts / Series Capacitor
- Display:
 - Pixel Thickness: 1
 - Anchored
 - Link to New Line
 - Transformer Symbol Segment: 0
 - Transformer Size: 0

Figura B.5: Cuadro de Opciones de una Línea de Transmisión en POWER WORLD.

Los datos ingresados fueron:

- Barra de origen (K).
- Barra de destino (M).
- Número de circuito, para distinguir conexiones paralelas entre barras.
- Nivel de voltaje en kV.
- Nombre del área donde se ubica la línea
- Valores de impedancia:
 - Resistencia
 - Reactancia
 - Suceptancia.
- Límites para las capacidades nominales en MVA.

B.4 Transformadores de 2 Devanados

Los transformadores de dos devanados, se encuentran principalmente a la salida de los centros de generación para la elevación del voltaje a niveles de transmisión o subtransmisión en Power Word. Una forma para ingresar un Transformador es haciendo clic en el menú insertar de la barra principal de Power Word y se selecciona el botón Transformer.

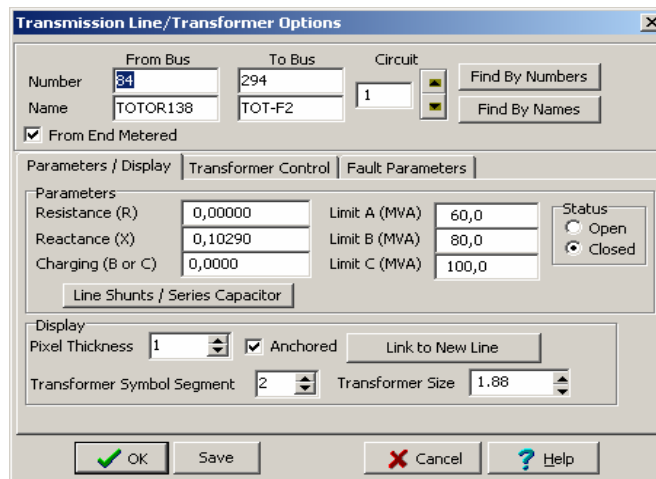


Figura B.6: Cuadro de Opciones de un Transformador en POWER WORLD

Los transformadores dentro del programa se representaron con el modelo pi, los datos necesarios para el ingreso de los transformadores en Power Word fueron:

- Número y Nombre de la Barra de origen (K) o primario.
- Número y Nombre de la Barra de destino (M) o secundario.
- Número de circuito, para distinguir conexiones paralelas entre barras
- Valores de impedancia:
 - Resistencia
 - Reactancia
 - Susceptancia
- Límites para las capacidades nominales en MVA
- Control del transformador
 - Sin control automático de voltaje
 - Con Control de Voltaje
 - Con Control de Potencia reactiva
 - Con control de Angulo de fase

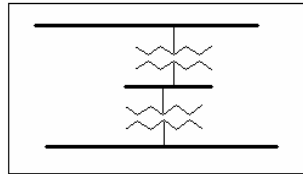


Figura B.7: Modelo del Transformador de 2 Devanados en POWER WORLD

B.5 Transformadores de 3 Devanados.

Para el ingreso de transformadores de tres devanados se utilizó el modelo de ramal pi para transformadores de dos devanados.

Una forma para ingresar un Transformador es haciendo clic en el menú insertar de la barra principal de Power Word y se selecciona el botón Transformer.

Los datos para el modelo de un transformador de dos devanados se obtienen de una prueba de cortocircuito y de circuito abierto, con los que se determinan los parámetros de su circuito equivalente. En un transformador de tres devanados se requiere tres pruebas, una para cada par de devanados, denominados H, X y Y, que corresponden a los devanados de alta, baja y terciario respectivamente. Para modelar un transformador de tres devanados desde un modelo de dos puertos la representación más simple es el de una red T (tee), que asigna valores a las impedancias de igual modo

que se obtienen las impedancias mediante pruebas de transformador, es decir:

$$Z_{HX} = Z_H + Z_X \quad (\text{B.1})$$

$$Z_{HY} = Z_H + Z_Y \quad (\text{B.2})$$

$$Z_{XY} = Z_X + Z_Y \quad (\text{B.3})$$

Resolviendo las ecuaciones anteriores tenemos:

$$Z_H = (Z_{HX} + Z_{HY} - Z_{XY}) / 2 \quad (\text{B.4})$$

$$Z_X = (Z_{HX} + Z_{XY} - Z_{HY}) / 2 \quad (\text{B.5})$$

$$Z_Y = (Z_{HY} + Z_{XY} - Z_{HX}) / 2 \quad (\text{B.6})$$

En caso de modelar un autotransformador, una de las ecuaciones es negativa, generalmente Z_H .

El esquema de esta red se muestra en la figura A.8:

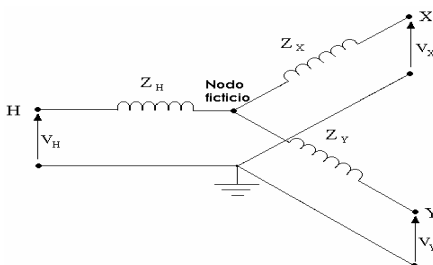


Figura B.8: Diagrama de Red T

Teniendo estos valores, el modelo de secuencia positiva es ingresado como tres ramales (π) con admitancia paralelo de valor cero e impedancia serie (Z_{KM}) igual a las impedancias de los tres ramales de la red T: Z_H , Z_X y Z_Y . Se observa en la figura que este modelo requiere de una barra o nodo ficticio en el centro de la red, denominado en Power world como nodo interno de un transformador. Para el modelo de secuencia cero el cálculo de los parámetros para el modelo T procede como en el caso de secuencia positiva. La diferencia consiste en que el ramal correspondiente al terciario en la red T es conectado a la barra neutral en lugar de la barra terciaria (Y).

La figura A.9 muestra el modelo T de secuencia cero para un transformador (o auto-transformador) de tres devanados con conexiones estrella – delta – estrella.

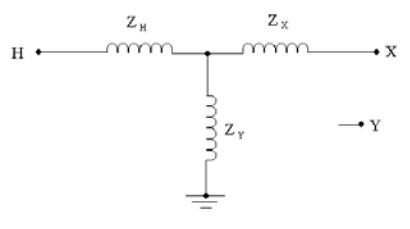


Figura B.9: Diagrama de Red T de secuencia cero de un transformador estrella aterrizado – estrella aterrizado - delta o autotransformador con terciario en delta.

Al usar este método para representar a los transformadores y auto-transformadores de tres devanados en la base de datos del sistema, la información requerida para su ingreso es la misma detallada en la sección anterior, con las siguientes consideraciones:

- El nodo ficticio se define al ingresar las barras, en el campo Tipo de barra, al designarlas como ficticias nodo interno de un transformador.
- En conexión de los devanados, a las barras ficticias les corresponde el tipo Nodo ficticio.
- En nombre del equipo, las combinaciones de transformadores de dos devanados pertenecientes a un transformador o autotransformador de tres devanados tienen que tener el mismo nombre para que Power Word los pueda asociar como ramales de un modelo T de transformadores de tres devanados, y además es necesario cuando se requiera vincular transformadores de corriente a dichos elementos del sistema.

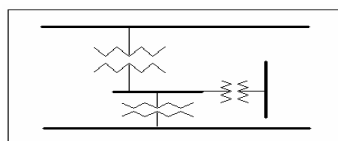


Figura B.10: Modelado del Transformador de 3 Devanados en POWER WORLD

B.6 Generadores

Una forma para insertar un Generador es haciendo clic en el menú insertar de la barra principal de Power Word y se selecciona el botón Generator.

Figura B.11: Cuadro de Opciones de un Generador en POWER WORLD

Los datos ingresados para los generadores fueron:

- Número de la barra, a la que el generador se conecta.
- Nombre de la barra, a la que el generador se conecta.
- ID para indicar si la maquina es hidráulica (H), vapor (V), etc.

- Estado de la maquina:
 - Operando (close).
 - No operando (open)
- Control de potencia real
 - Potencia de salida
 - Potencia mínima permitida
 - Potencia máxima permitida
 - Factor de participación, indica la participación de generación de potencia activa respecto a otras máquinas que están conectadas a la misma barra.
- Control de Voltaje.
 - Potencia reactiva de salida
 - Potencia reactiva mínima permitida
 - Potencia reactiva máxima permitida

- Numero a de la barra a la que regula
- % de regulación

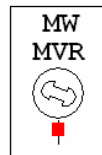


Figura B.12: Modelo del Generador en POWER WORLD

B.7 Cargas

Las cargas conjuntamente con los generadores son elementos necesarios para estudios de flujo de potencia. Una forma para insertar una Carga es haciendo clic en el menú insertar de la barra principal de Power Word y se selecciona el botón Carga.

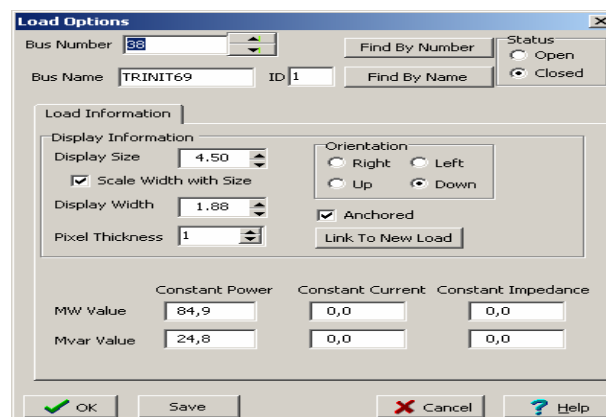


Figura B.13: Cuadro de Opciones de una Carga en POWER WORLD

Para el ingreso de cada carga en Power Word fue necesario establecer:

- Número de la barra, a la que la carga se conecta.
- Nombre de la barra, a la que la carga se conecta.
- Información grafica (para presentación de la carga)
- Valor de Potencia Real en MW de la carga.
- Valor de Potencia Reactiva en MVAR de la carga.

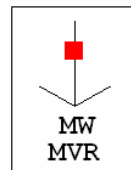


Figura B.14: Modelo de Carga en POWER WORLD

B.8 Capacitores y Reactores

Los bancos de capacitores e inductores son otros elementos paralelos del sistema empleados para control de voltaje. Una forma para insertar un Capacitor o un Reactor es haciendo clic en el menú insertar de la barra principal de Power Word y se selecciona el botón Swithed Shunt.

En Power World son denominados como elementos paralelos pasivos o fijos.

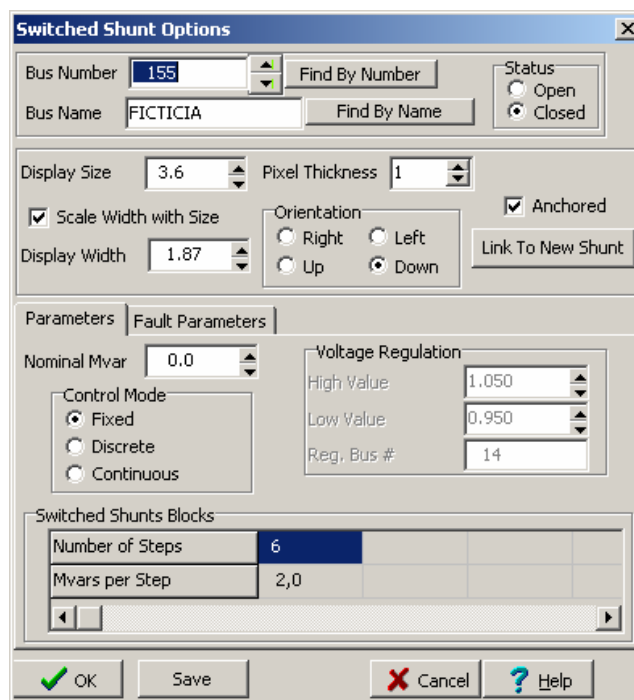


Figura B.15: Cuadro de Opciones para Capacitores y Reactores en POWER WORLD

La información requerida para ingresar compensadores en Power World fue:

- Número de la barra, a la que el elemento se conecta.
- Nombre de la barra, a la que el elemento se conecta.

- Estado del elemento:
 - Operando (close)
 - No operando (open)
- Potencia Reactiva nominal
 - Modo de control
 - Construido
 - Discreto
 - Continuo
- Voltaje de regulación
 - Alto voltaje
 - Bajo voltaje
 - % de regulación
- Construcción de interruptores para Shunts.

ANEXO C

Demanda de Carga por Subestación y por Periodo

Cargas													
# Barra	SUBESTACIÓN	Per. Est-D.Max		Per. Est-D.Med		Per. Est-D.Min		Per. LLuv-D.Max		Per. LLuv-D.Med		Per. LLuv-D.Min	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
5	CUENCA	142,8	41,7	88,34	25,76	53	15,46	142,79	41,65	88,34	25,76	53	15,46
9	DOS CERRITOS	61,4	17,9	45,78	13,36	27,47	8,02	61,4	17,9	45,78	13,36	27,47	8,02
15	LOJA	44,56	13	22,82	6,66	13,69	4	44,56	13	22,82	6,66	13,69	4
18	MILAGRO	31,99	11,45	31,51	11,28	18,91	6,77	31,99	11,45	31,51	11,28	18,91	6,77
18	MILAGRO	77,9	22,72	55,29	16,13	33,17	9,68	77,9	22,72	55,29	16,13	33,17	9,68
20	BABAHOYO	47,48	13,85	34,69	10,12	20,81	6,07	47,48	13,85	34,69	10,12	20,81	6,07
22	MACHALA	86,21	25,14	60,64	17,69	36,38	10,61	84,5	25,1	60,64	17,69	36,38	10,61
27	PASCUALES	93,84	27,37	82,85	24,16	49,71	14,5	93,84	27,37	82,85	24,16	49,71	14,5
28	STA. ELENA	52,2	15,2	31,33	9,14	18,8	5,48	52,2	15,22	31,33	9,14	18,8	4,5
30	POSORJA	17,06	4,97	12,69	3,7	7,61	2,22	17,06	4,97	12,69	3,7	7,61	2,22
38	TRINITARIA	120,67	35,19	84,86	24,76	50,92	14,86	120,67	35,19	84,86	24,76	50,92	14,86
43	POLICENTRO	117,75	34,35	110,08	32,11	66,05	19,27	117,75	34,35	110,08	32,11	66,05	19,27
46	QUEVEDO	51,86	15,13	28,7	8,37	17,22	5,02	51,86	15,13	28,7	8,37	17,22	5,02
48	PORTOVIEJO	63,87	18,63	41,49	12,11	24,89	7,27	63,87	18,63	41,49	12,11	24,89	7,27
51	STO. DOMINGO	56,91	16,6	33,87	9,88	20,32	5,93	56,91	16,6	33,87	9,88	20,32	5,93
54	ESMERALDAS	58,48	17,06	40,27	11,74	24,16	7,04	58,48	17,06	40,3	11,7	24,18	7,02
56	S/E19-BA	71,17	7,14	58,1	5,84	34,86	3,5	71,17	7,14	58,1	5,84	34,86	3,5
59	STA. ROSA	139,42	40,66	77,89	22,72	46,73	13,63	139,42	40,66	77,89	22,72	46,73	13,63
63	SELVA ALEG	86,55	8,69	72,29	7,25	43,37	4,35	86,55	8,69	72,29	7,25	43,37	4,35
69	E. ESPEJO	24,02	2,41	19,14	1,92	11,48	1,15	24,02	2,41	19,14	1,92	11,48	1,15
70	VICENTINA	162,77	47,47	128,92	37,6	77,35	22,56	162,77	47,47	128,92	37,6	71,2	22,6

ANEXO D

Prueba de Bondad de Ajuste de Kolmogorov Smirnov y el Diagrama Probabilístico.

Prueba de Bondad de Ajuste de Kolmogorov Smirnov

La prueba de Kolmogorov Smirnov (KS) permite comprobar si una muestra aleatoria proviene de una población con una distribución teórica dada; se prefiere el uso de la prueba en el caso de distribuciones continuas ya que esta prueba trabajaba directamente sobre las observaciones.

Dado una muestra aleatoria $X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, \dots, X_n$ y la muestra ordenada $X_{(1)}, X_{(2)}, X_{(3)}, X_{(4)}, X_{(5)}, \dots, X_{(n)}$ la distribución empírica de la prueba es:

$$F_n(x) = \begin{cases} 0 & \text{Si } x < X_{(1)} \\ k/n & \text{Si } X_{(k)} \leq x < X_{(k+1)} ; \text{ Si } n = 1, 2, \dots, n-1 \\ 1 & \text{Si } x \geq X_{(n)} \end{cases} \quad (\text{D.1})$$

La prueba KS consiste en probar:

H_0 : La distribución de la población de donde se obtiene la muestra es $F_0(x)$

H_1 : La distribución de la población de donde se obtiene la muestra no es $F_0(x)$

El estadístico de prueba se basa en la distancia entre la función de distribución empírica de la muestra y la función de distribución teórica dada en H_0 .

Estadístico de Prueba: $D = \max |F_n(x) - F_0(x)|$ (D.2)

Hay evidencia estadística de la falsedad de H_0 para valores grandes de D , así la región de rechazo será:

Región de Rechazo: $D > D_{n,\alpha}$ (D.3)

Donde el nivel de significancia del estadístico $D_{n,\alpha}$ se encuentra tabulado.

Mediante la prueba KS se pretendió determinar si las variables tasa de indisponibilidad forzada y frecuencia de fallas por año, para diferentes autotransformadores, líneas de transmisión y generadores pueden ser modeladas con algunas de las distribuciones conocidas.

Diagrama Probabilístico

Técnica que se utiliza para determinar si un conjunto de datos se ajusta a una distribución en particular. Consiste en graficar:

- Puntos que representan los datos originales; como la proporción de fracasos (proporción mayor que un valor especificado); las proporciones transformadas (se colocan en el eje **Y**) y los valores transformados (se colocan en el eje **X**), las transformaciones se realizan para lograr una representación lineal, y ;
- Una línea ajustada como representación gráfica de los percentiles de la distribución teórica escogida; en el eje **y** están las probabilidades asociadas a los percentiles que se colocan en el eje **x**, los valores de ambos ejes se transforman para lograr una representación lineal.

Si la mayoría de los puntos están cerca de la línea ajustada y dentro de los límites de confianza se dice que los datos se ajustan a una distribución especificada, por lo general se utiliza un nivel de confianza del 95 %.

Se usa el estadístico de Anderson-Darling que es una medida de cuanto están alejados los puntos de la línea ajustada. Valores pequeños del estadístico indica que los datos se ajustan mejor a una distribución dada

Por lo general se utiliza un nivel de confianza del 95% para la línea ajustada

Los resultados para comprador a que distribuciones teóricas se ajustan mejor los datos de falla del S.N.I. por la Prueba de bondad de Ajuste y el Diagrama Probabilístico fueron para la variable Tasa de indisponibilidad Forzada y para la variable Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales los siguientes:

TASA DE INDISPONIBILIDAD FORZADA (FOR)

Las tasas de indisponibilidad forzada FOR que se analizaron corresponden a:
Transformadores 138/69/13.8 KV, Líneas de 138 KV, C1, C2, Líneas de 230 KV
C1, C2 y Generadores

D1. Tasa de Indisponibilidad Forzada para Transformadores 138/69/13.8 KV (FOR1)

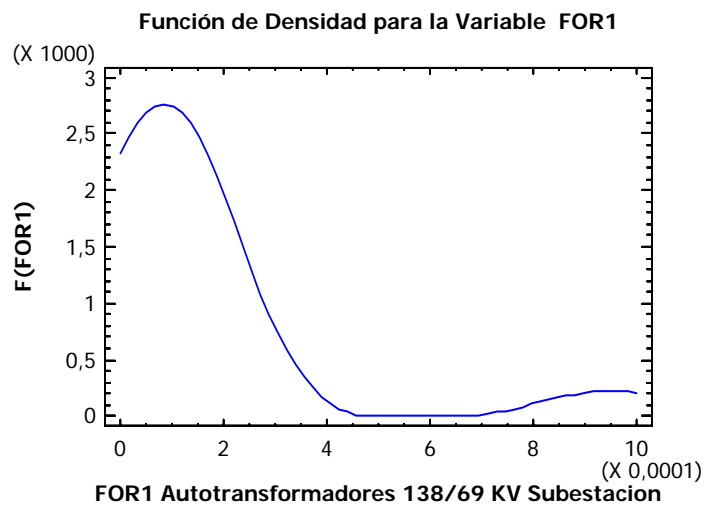


Figura D.1: Función de Densidad para la variable FOR1

Bondad de Ajuste (AD) - Diagrama de Probabilidades	
Normal	3.032
Exponencial	1.454
Weibull	1.144

Tabla D.1: Prueba de Bondad de Ajuste para FOR1

La tabla D.1 muestra la bondad de ajustes según el estadístico de Anderson-Darling, de donde se puede concluir que la variable se ajusta mejor a la distribución de Weibull (el valor del estadístico más pequeño). Los diagramas de probabilidades se presentan a continuación:

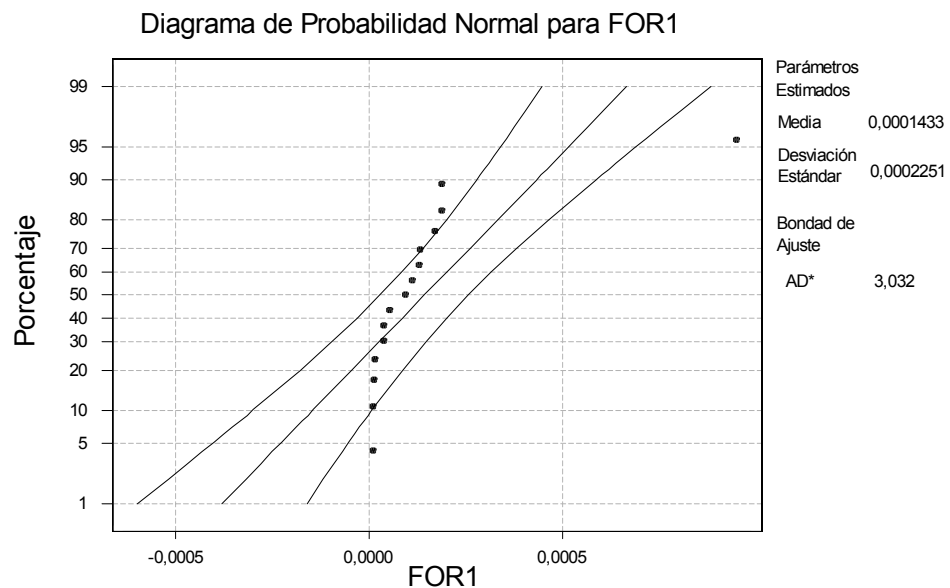


Figura D.2: Diagrama de Probabilidad Normal para FOR1

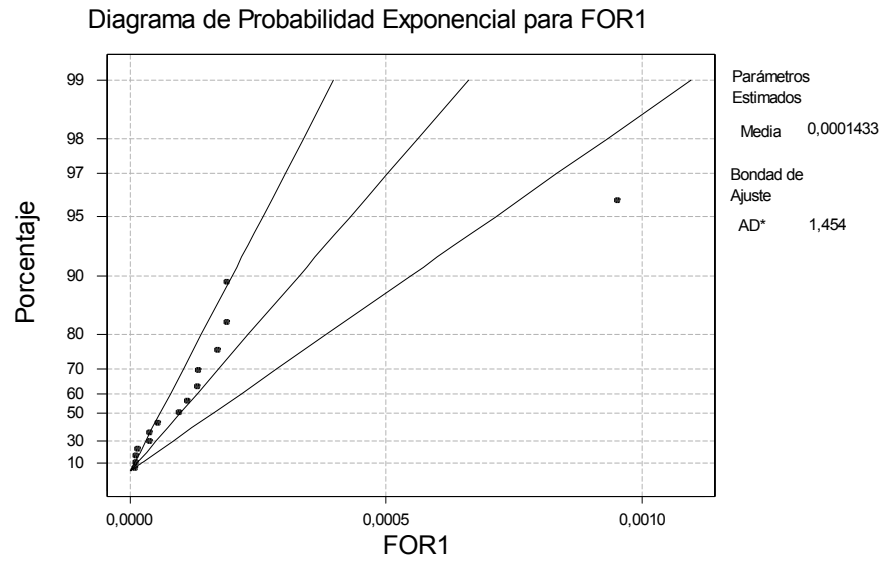


Figura D.3: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FOR1

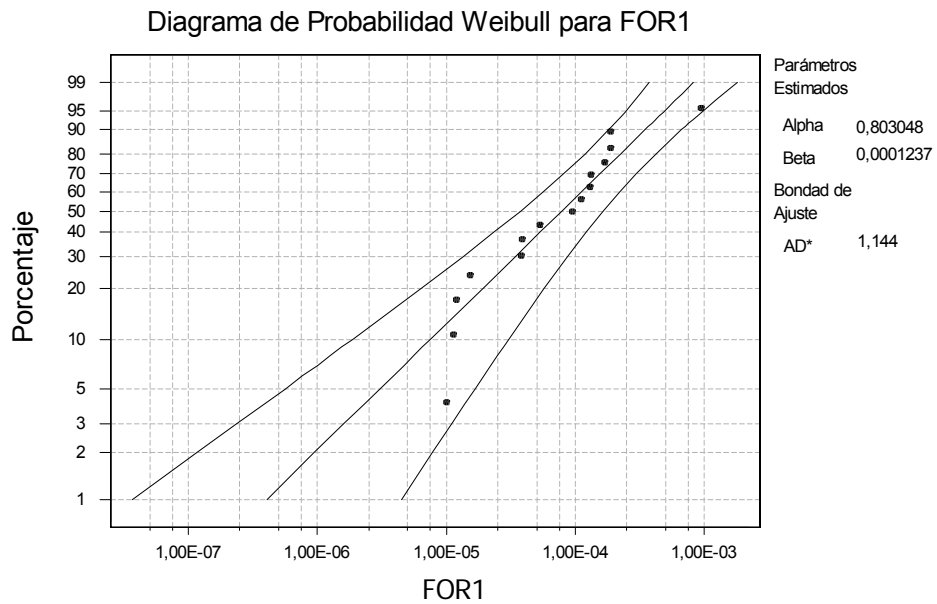


Figura D.4: Diagrama de Probabilidad Weibull para FOR1

Los diagramas de probabilidades para las distribuciones Normal y Exponencial presentan valores fuera de los límites de confianza especialmente en las colas, a diferencia del diagrama de probabilidades para la distribución de Weibull, cuyos valores están dentro de los límites de confianza.

Como complemento al criterio anterior se utilizará la prueba de Kolgomorov Smirnov; se plantea como hipótesis nula que la tasa de indisponibilidad forzada para Transformadores 138/69/13.8 KV sigue una distribución Weibull con parámetros $\alpha = 0.803048$ $\beta = 0,000123$ y como hipótesis alternativa que no es verdad la hipótesis nula.

H_0 : FOR1 ~ Weibull ($\alpha = 0.803048$ $\beta = 0,000123$)

Vs.

H_1 : $\neg H_0$

Prueba KS para FOR1 Weibull	
Máxima Diferencia Positiva	0.17834
Máxima Diferencia Negativa	-0.12411
Estadístico de Prueba	0.17834
Valor P	0.72663

Tabla D.2: Prueba KS para FOR1 Weibull

La máxima diferencia positiva y negativa son 0.17834 y -0.12411 respectivamente, el valor del estadístico de prueba es 0.17834 y el valor p es 0.72663, por lo tanto existe evidencia estadística para aceptar la hipótesis nula, es decir, la tasa de indisponibilidad forzada para Transformadores 138/69/13,8 KV puede ser modelada como una distribución Weibull con parámetros $\alpha = 0.803048$ $\beta = 0,000123$ con un nivel de confianza del 95%.

D.2 Tasa de Indisponibilidad Forzada para Líneas de 138 KV C1, C2 (FOR2)

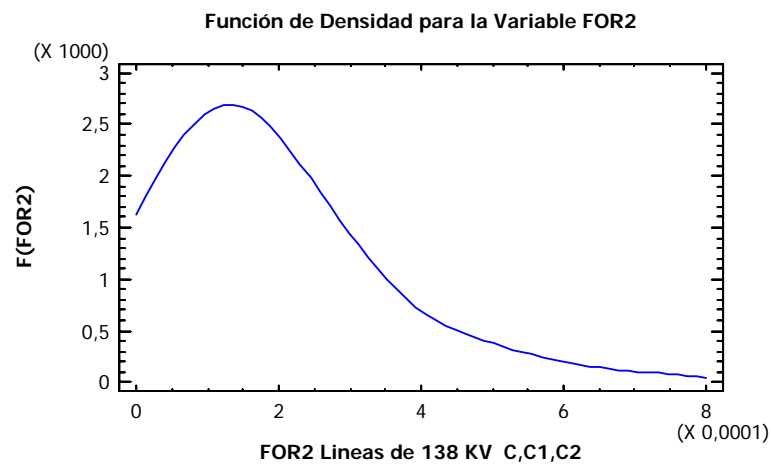


Figura D.5: Función de Densidad para la variable FOR 2

Bondad de Ajuste (AD) - Diagrama de Probabilidades	
Normal	1.344
Exponencial	1.045
Weibull	0.507

Tabla D.3: Prueba de Bondad de Ajuste para FOR2

La bondad de ajuste obtenida a través del estadístico Anderson-Darling de 0.507 (la menor), permite concluir que las observaciones se ajustan mejor a una distribución Weibull. Los diagramas de probabilidades se presentan a continuación:

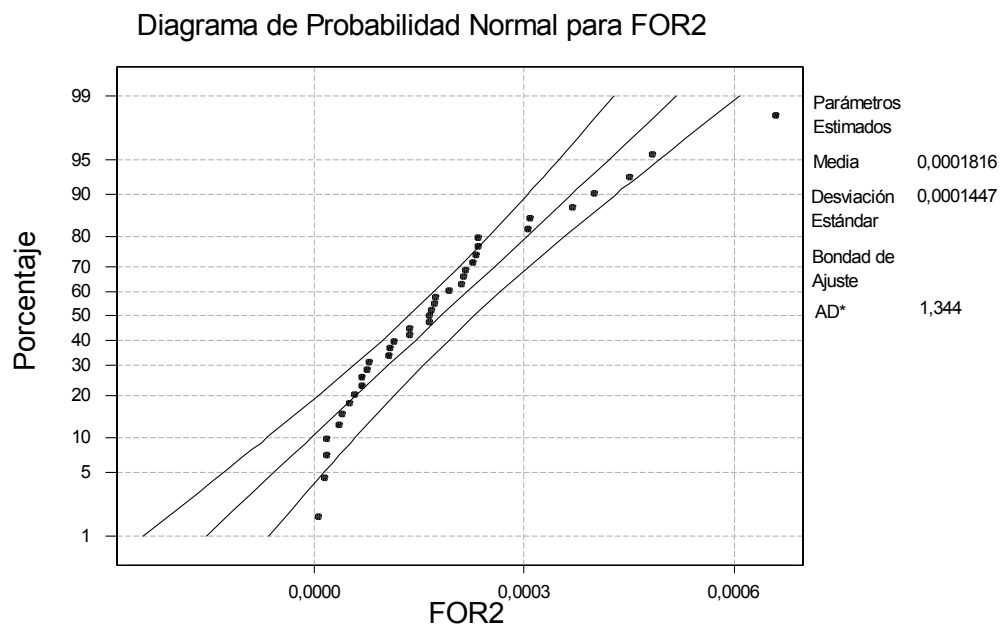


Figura D.6: Diagrama de Probabilidad Normal para FOR2

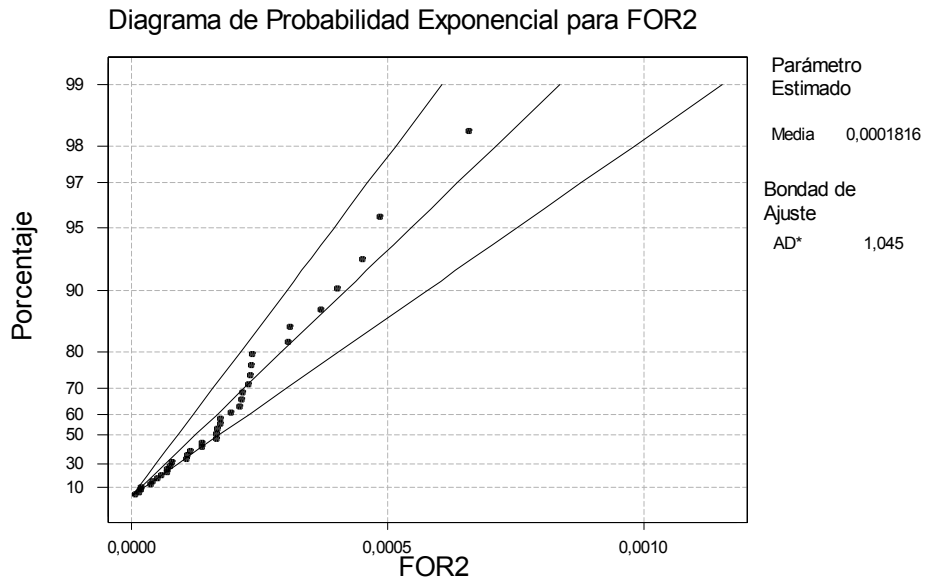


Figura D.7: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FOR2

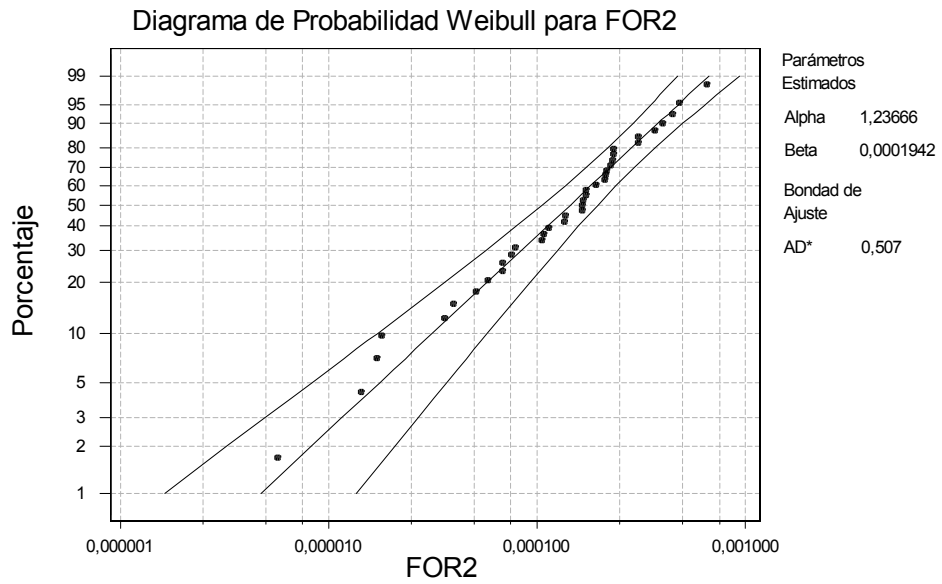


Figura D.8: Diagrama de Probabilidad Weibull para FOR2

Los diagramas de probabilidades para las distribuciones Normal y Exponencial presentaron valores fuera de los límites de confianza especialmente en las colas, a diferencia del diagrama de probabilidades para la distribución de Weibull, cuyos valores estuvieron dentro de los límites de confianza.

Utilizando el criterio de Kolmogorov Smirnov; se plantea como hipótesis nula que la tasa de indisponibilidad forzada para líneas de 138 KV C1, C2 sigue una distribución Weibull con parámetros $\alpha = 1.23666$ $\beta = 0,0001942$ y como hipótesis alternativa que no es verdad la hipótesis nula.

H_0 : FOR2 ~ Weibull ($\alpha = 1.23666$ $\beta = 0,0001942$)

Vs.

H_1 : $\neg H_0$

Prueba KS para FOR2 (Weibull)	
Máxima Diferencia Positiva	0.09349
Máxima Diferencia Negativa	-0.09908
Estadístico de Prueba	0.09908
Valor P	0.86071

Tabla D.4: Prueba KS para FOR2 Weibull

La Tabla D.4 muestra el valor (0.09349) de la máxima diferencia positiva y la máxima diferencia negativa (-0.09908) entre la distribución empírica y la distribución teórica, el valor del estadístico de prueba es 0.09908 y el valor p es 0.86071, por lo tanto existe suficiente evidencia estadística para aceptar la hipótesis nula, es decir, la tasa de indisponibilidad forzada para líneas de 138 KV C1, C2 sigue una distribución weibull con parámetros $\alpha = 1.23666$ $\beta = 0,0001942$ con un nivel de confianza del 95%

D.3 Tasa de Indisponibilidad Forzada para Líneas de 230 KV C1, C2 (FOR3)

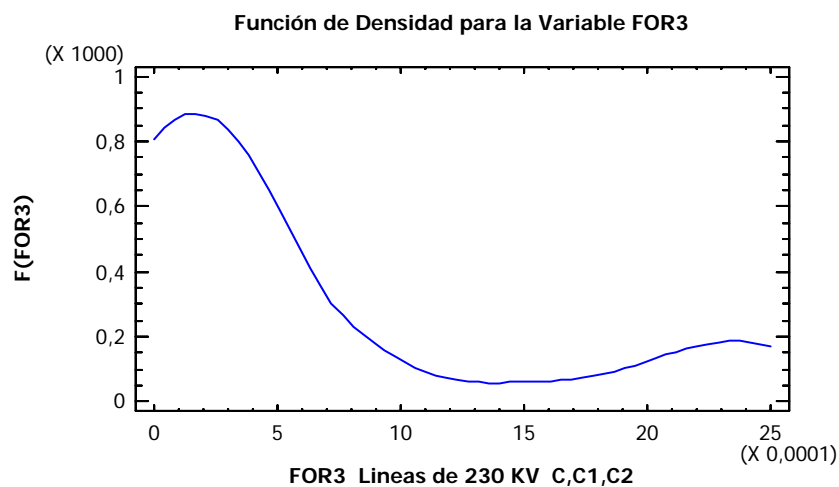


Figura D.9: Función de Densidad para la variable FOR3

Bondad de Ajuste (AD) - Diagrama de Probabilidades	
Normal	3.196
Exponencial	3.277
Weibull	1.311

Tabla D.5: Prueba de Bondad de Ajuste para FOR3

La bondad de ajuste obtenida a través del estadístico Anderson-Darling de 1.311 (la menor), permite concluir que las observaciones se ajustan mejor a una distribución Weibull. Los diagramas de probabilidades se presentan a continuación:

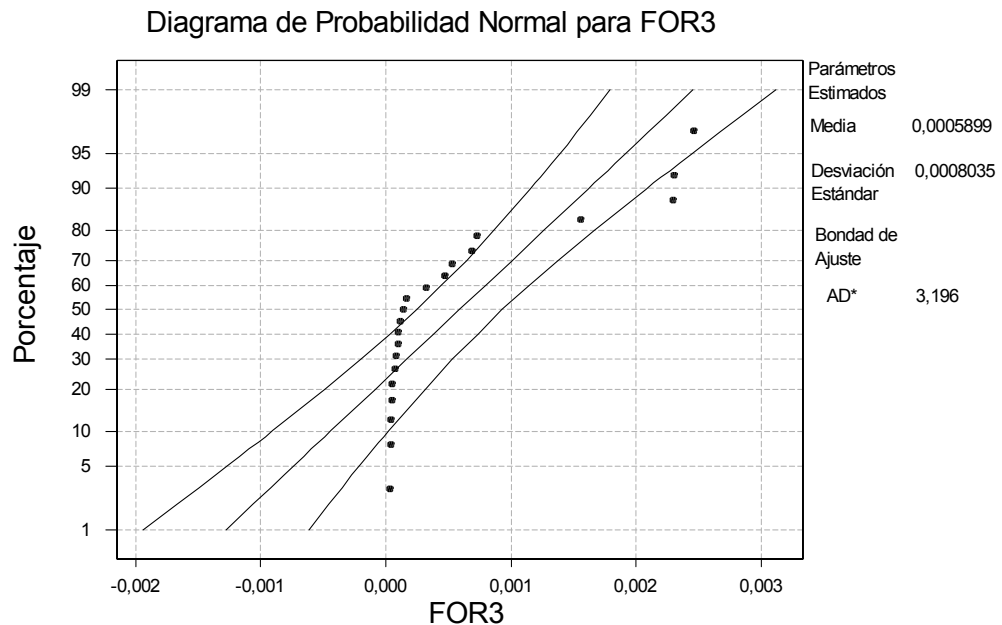


Figura D.10: Diagrama de Probabilidad Normal para FOR3

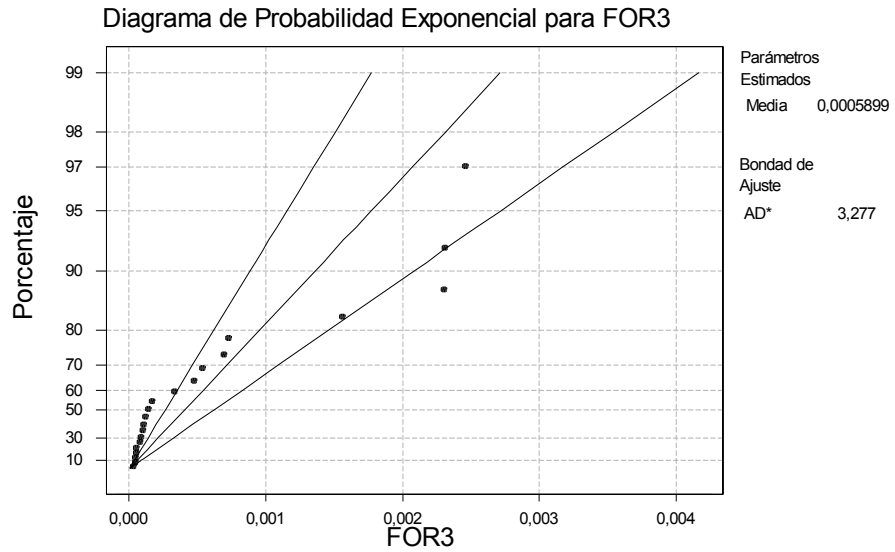


Figura D.11: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FOR3

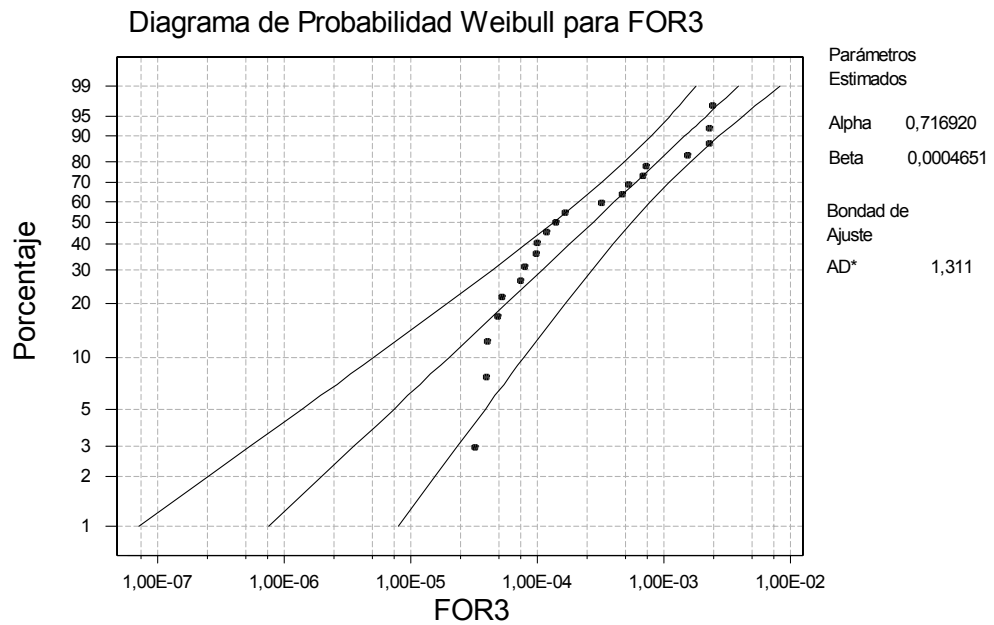


Figura D.12: Diagrama de Probabilidad Weibull para FOR3

Los diagramas de probabilidades para las distribuciones Normal y Exponencial presentan valores fuera de los límites de confianza especialmente en las colas, a diferencia del diagrama de probabilidades para la distribución de Weibull, cuyos valores están dentro de los límites de confianza.

Utilizando el criterio de Kolmogorov Smirnov, se plantea como hipótesis nula que la tasa de indisponibilidad forzada para líneas de 230 KV C1, C2 sigue una distribución Weibull con parámetros $\alpha = 0.716920, \beta = 0,0004651$ y como hipótesis alternativa que no es verdad la hipótesis nula.

H_0 : FOR 3 ~ Weibull ($\alpha = 0.716920 \beta = 0,0004651$)

Vs.

H_1 : $\neg H_0$

Prueba KS para FOR3 (Weibull)	
Máxima Diferencia Positiva	0.18854
Máxima Diferencia Negativa	-0.13750
Estadístico de Prueba	0.18854
Valor P	0.45195

Tabla D.6: Prueba KS para FOR3 Weibull

La máxima diferencia positiva y negativa son 0.18854 y -0.13750 respectivamente, el valor del estadístico de prueba es 0.18854 y el valor p es 0.45195, por lo tanto existe evidencia estadística para aceptar la hipótesis nula, es decir, la tasa de indisponibilidad forzada para líneas de 230 KV C1, C2 sigue una distribución Weibull con parámetros $\alpha = 0.716920$, $\beta = 0,0004651$ con un nivel de confianza del 95%.

D.4 Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales para Transformadores 138/69/13,8 KV (FR1)

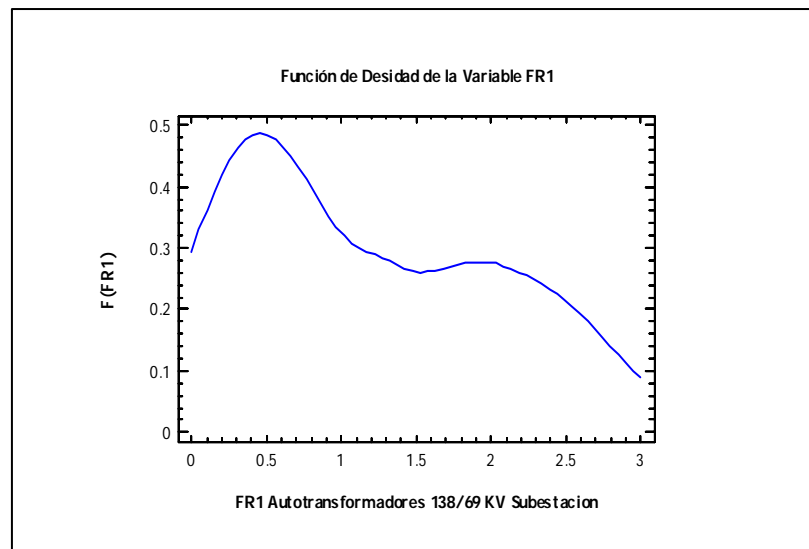


Figura D.13: Función de Densidad para la variable FR1

**Bondad de Ajuste (AD) -
Diagrama de Probabilidades**

Normal	1.276
Exponencial	1.311
Weibull	1.169

Tabla D.7 Prueba Bondad de Ajuste para FR1

Por medio del estadístico de Anderson-Darling, se puede observar que los datos se ajustan mejor a la distribución de Weibull (el valor del estadístico más pequeño). Los diagramas de probabilidades se presentan a continuación:

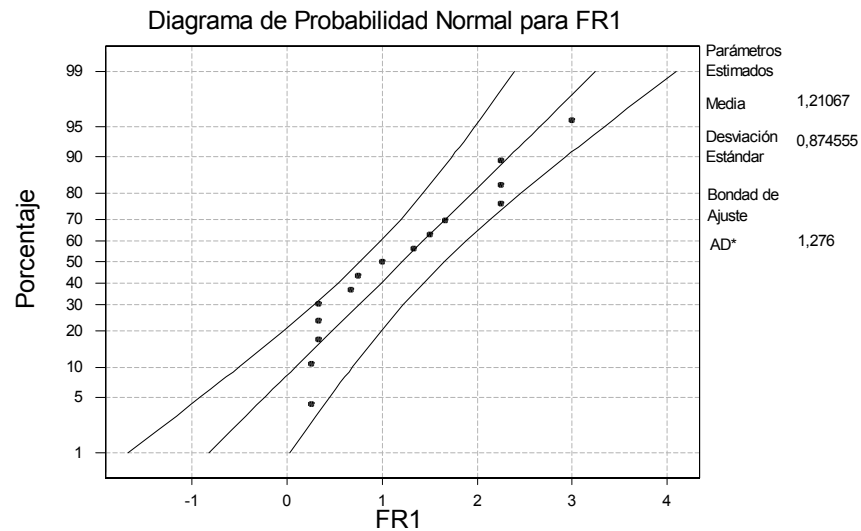


Figura D.14: Diagrama de Probabilidad Normal para FR1

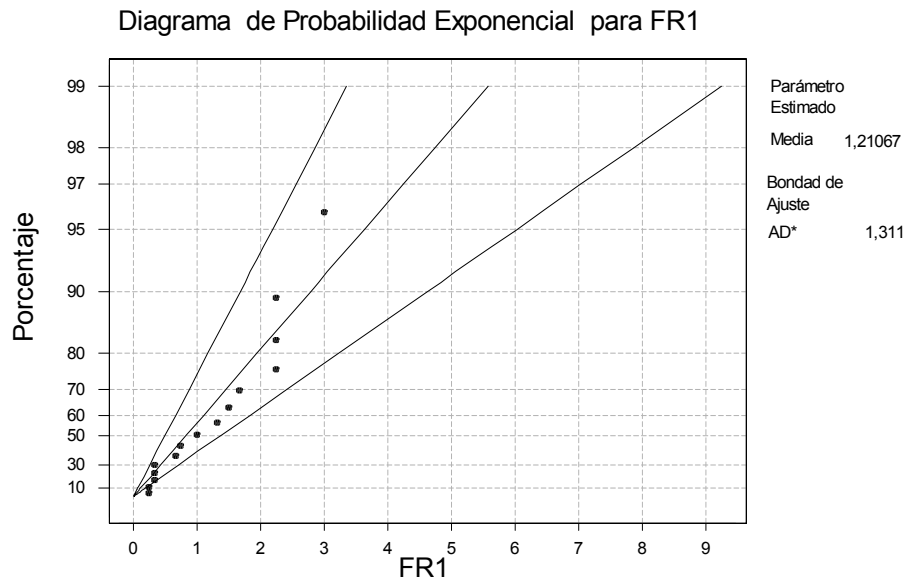


Figura D.15: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FR1

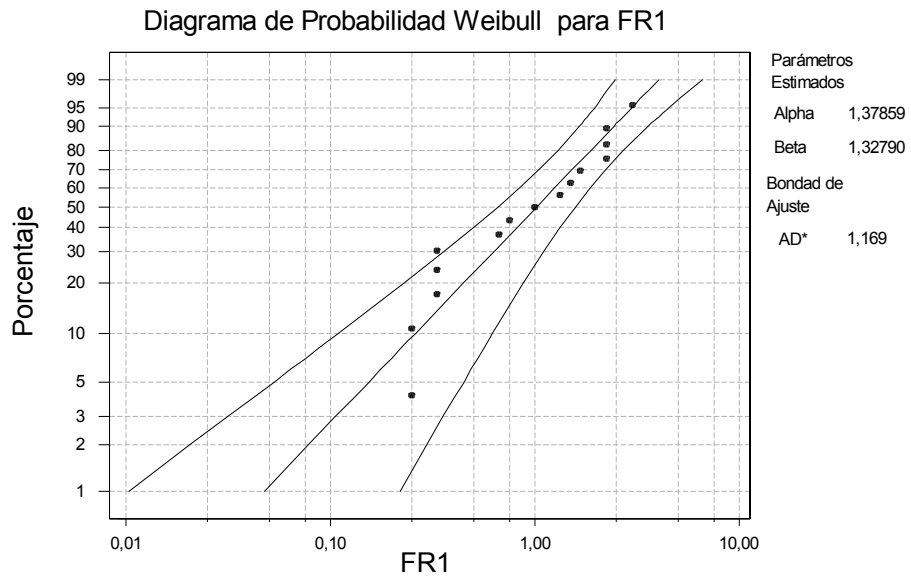


Figura D.16: Diagrama de Probabilidad Weibull para FR1

El diagrama de probabilidad Normal presenta valores dentro de los límites de confianza, mientras que los diagramas de probabilidades Exponencial y Weibull poseen valores fuera de los límites de confianza.

Por medio del mejor ajuste (Distribución Weibull) se plantea como hipótesis nula que la frecuencia de fallas anuales para Transformadores 138/69/13,8 KV sigue una distribución Weibull con parámetros $\alpha = 1.37859, \beta = 1.32790$ y como hipótesis alternativa que no es verdad la hipótesis nula.

H_0 : FOR1 ~ Weibull ($\alpha = 0.770772, \beta = 0.0226425$)

Vs.

H_1 : $\neg H_0$

Prueba KS para FR1 (Weibull)	
Máxima Diferencia Positiva	0.19689
Máxima Diferencia Negativa	-0.14033
Estadístico de Prueba	0.19689
Valor P	0.60612

Tabla D.8: Prueba KS para FR1 Weibull

La máxima diferencia positiva y negativa son 0.19689 y -0.14033 respectivamente, el valor del estadístico de prueba es 0.19689 y el valor p es 0.60612, por lo tanto existe evidencia estadística para aceptar la hipótesis nula, es decir, la frecuencia de fallas anuales para Transformadores 138/69/13.8 KV sigue una distribución Exponencial con parámetros $\alpha = 0.770772$, $\beta = 0,0226425$ con un nivel de confianza del 95%

D.5 Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales para Líneas de 138 KV C1, C2 (FR2)

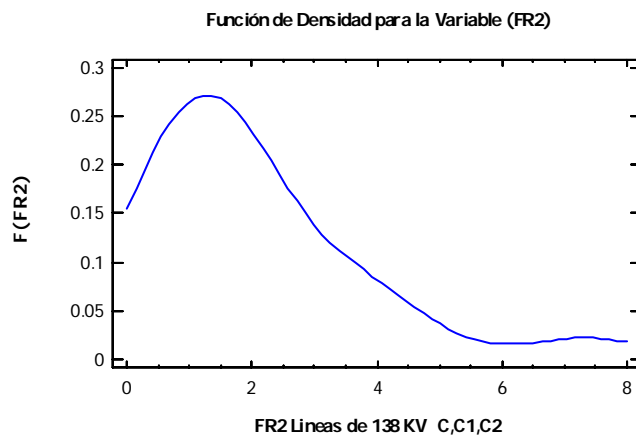


Figura D.17: Función de Densidad para la variable FR2

**Bondad de Ajuste (AD) -
Diagrama de Probabilidades**

Normal	2.472
Exponencial	1.956
Weibull	1.095

Tabla D.9 Prueba Bondad de Ajuste para FR1

Las observaciones se ajustan a la distribución de Weibull, el valor del estadístico de Anderson-Darling se muestra en la tabla anterior. Los diagramas de probabilidades se presentan a continuación:

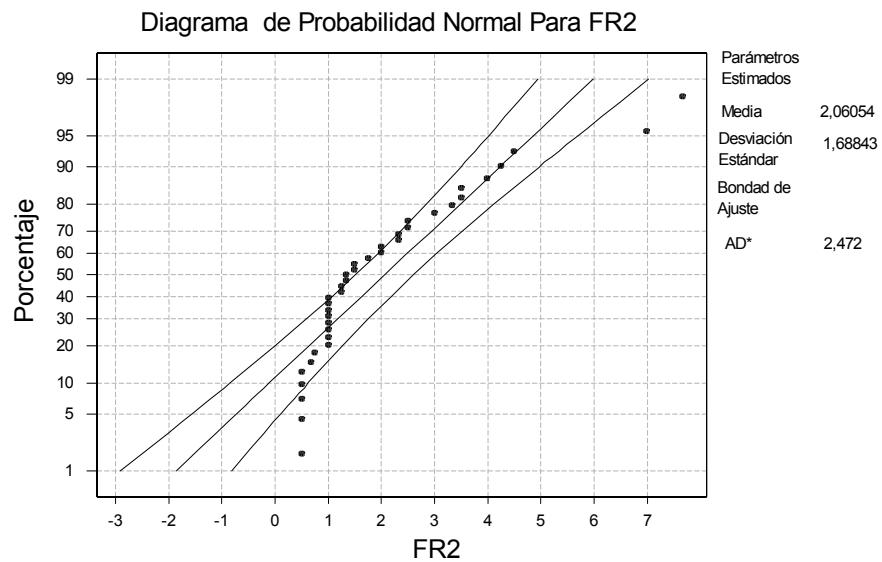


Figura D.18: Diagrama de Probabilidad Normal para FR2

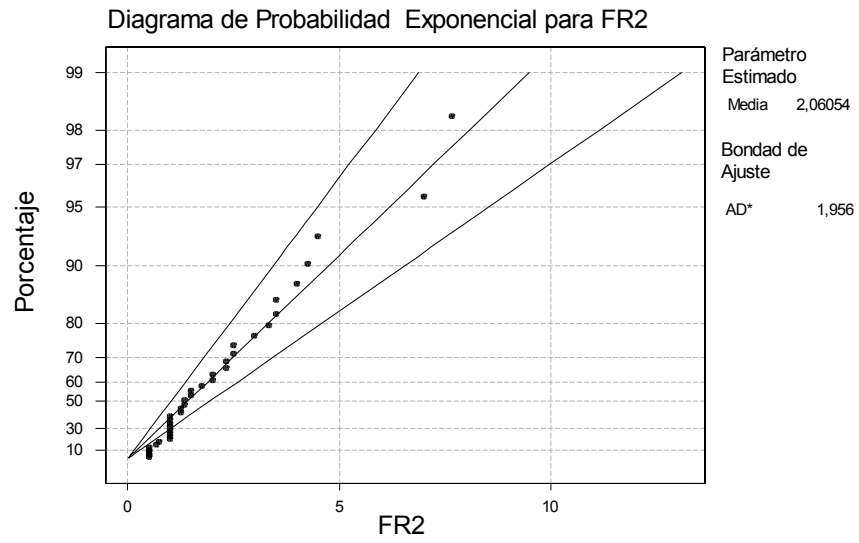


Figura D.19: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FR2

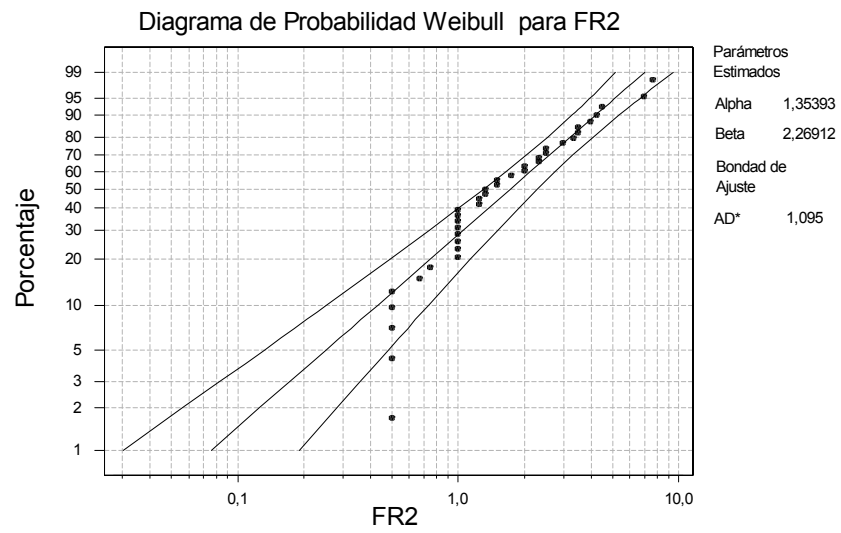


Figura D.20: Diagrama de Probabilidad Weibull para FR2

En el diagrama de probabilidad Normal existen valores en el centro que están fuera de los límites de confianza, en el diagrama Exponencial en la cola existen valores fuera de los límites de confianza, mientras que en el diagrama de probabilidades Weibull los valores caen dentro de los límites de confianza.

Utilizando la prueba de Kolmogorov Smirnov; para determinar la distribución de la que proviene la muestra se plantea como hipótesis nula que la tasa de frecuencia de fallas anuales para líneas de 138 KV C1, C2 sigue una distribución Weibull con parámetros $\alpha = 1.35393$, $\beta = 2.26912$ y como hipótesis alternativa que no es verdad la hipótesis nula.

H_0 : FOR2 ~ Weibull ($\alpha = 1.35393$, $\beta = 2.26912$)

Vs.

H_1 : $\neg H_0$

Prueba KS para FR2 (Weibull)	
Máxima Diferencia Positiva	0.13255
Máxima Diferencia Negativa	-0.12103
Estadístico de Prueba	0.13255
Valor P	0.55052

Tabla D.10: Prueba KS para FR2 Weibull

La Tabla D.10 muestra el valor (0.13255) de la máxima diferencia positiva y la máxima diferencia negativa (-0.12103) entre la distribución empírica y la distribución teórica, el valor del estadístico de prueba es 0.13255 y el valor p es 0.55052, por lo tanto existe suficiente evidencia estadística para aceptar la hipótesis nula, es decir, la frecuencia de fallas anuales para líneas de 138 KV C, C1,C2 sigue una distribución exponencial con parámetros $\alpha = 1.35393$, $\beta = 2.26912$ con un nivel de confianza del 95%

D.6 Tasa de Frecuencia de Fallas Anuales para Líneas de 230 KV C1, C2 (FR3)

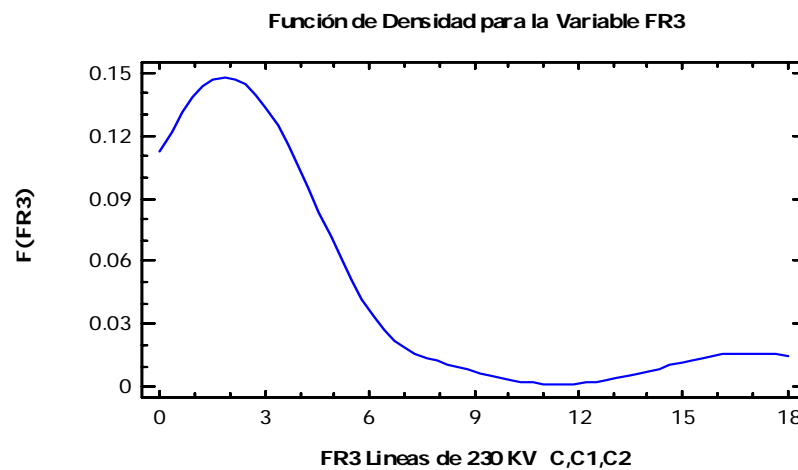


Figura D.21: Función de Densidad para la variable FR3

Bondad de Ajuste (AD) - Diagrama de Probabilidades	
Normal	4.061
Exponencial	2.148
Weibull	2.153

Tabla D.11: Prueba Bondad de Ajuste para FR3

Por medio del estadístico de Anderson-Darling, se puede observar que los datos se ajustan mejor a la distribución de Weibull (el valor del estadístico más pequeño). Los diagramas de probabilidades se presentan a continuación:

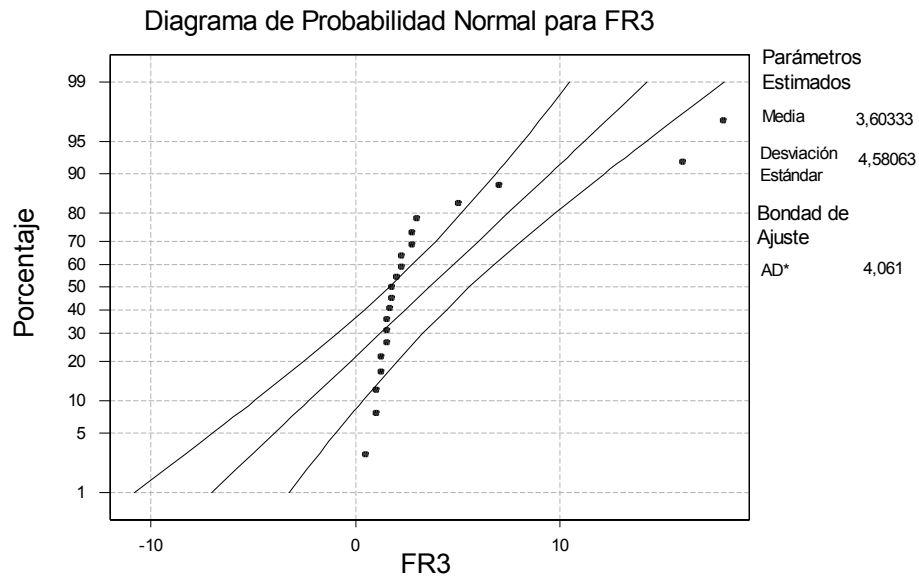


Figura D.22: Diagrama de Probabilidad Normal para FR3

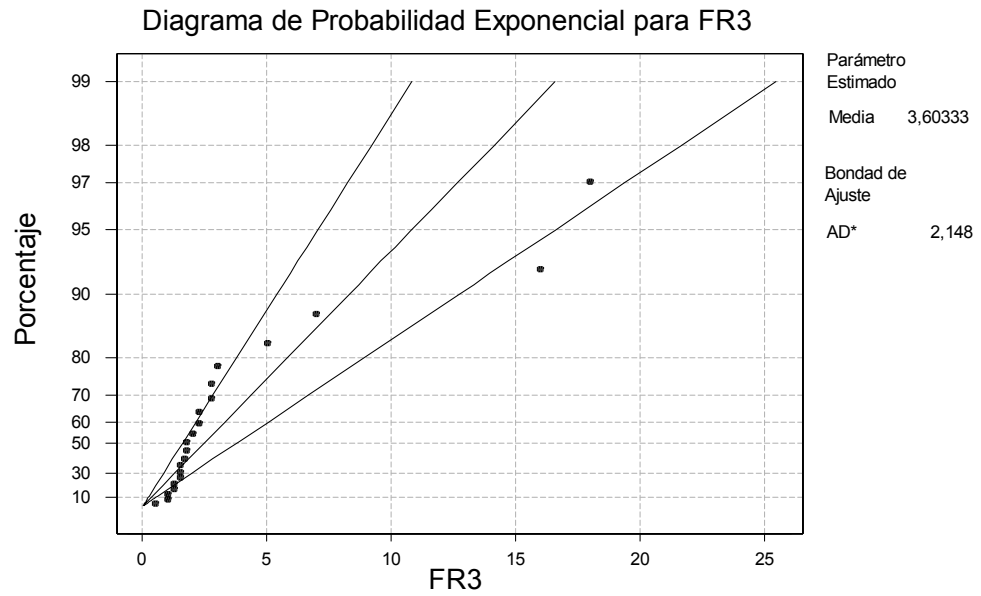


Figura D.23: Diagrama de Probabilidad Exponencial para FR3

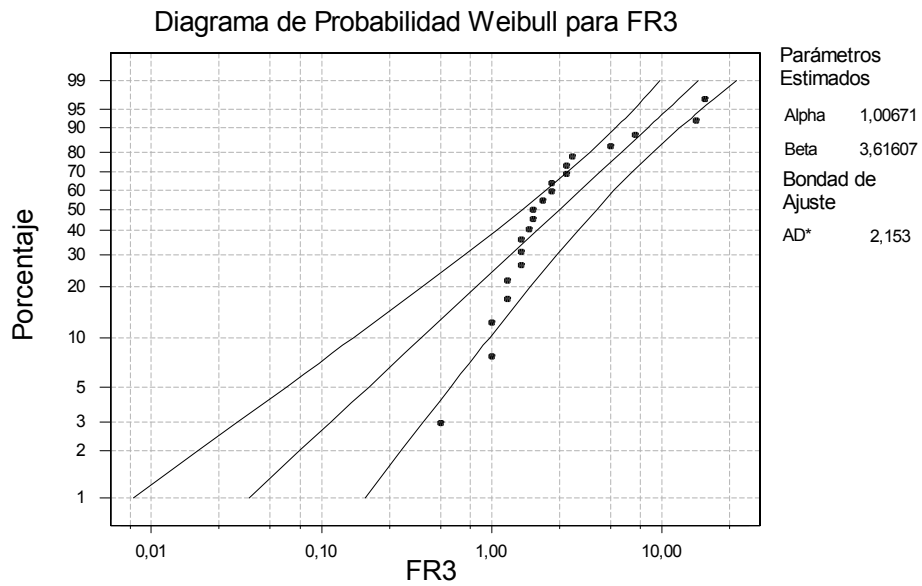


Figura D.24: Diagrama de Probabilidad Weibull para FR3

Los diagramas de probabilidades presentan valores fuera de los límites de confianza, pero el mejor ajuste se obtiene con la distribución de Weibull.

Adicionalmente con la prueba de Kolmogorov Smirnov se plantea como hipótesis nula que la frecuencia de fallas anuales para líneas de 230 KV C1, C2 sigue una distribución Exponencial con parámetros $\alpha = 1.00671$, $\beta = 3.61607$ y como hipótesis alternativa que no es verdad la hipótesis nula.

H_0 : FOR1 ~ Weibull ($\alpha = 1.00671$, $\beta = 3.61607$)

Vs.

H_1 : $\neg H_0$

Prueba KS para FR3 (Weibull)	
Máxima Diferencia Positiva	0.24617
Máxima Diferencia Negativa	-0.19221
Estadístico de Prueba	0.24617
Valor P	0.15696

Tabla D.12: Prueba KS para FR3 Weibull

La máxima diferencia positiva y negativa son 0.24617 y -0.19221 respectivamente, el valor del estadístico de prueba es 0.24617 y el valor p es 0.15696, por lo tanto existe evidencia estadística para aceptar la hipótesis nula, es decir, la frecuencia de fallas anuales para líneas de 230 KV C1, C2 sigue una distribución Weibull con parámetros $\alpha = 1.00671$, $\beta = 3.61607$ con un nivel de confianza del 95%.

ANEXO E

Conceptos teóricos de las distribuciones de probabilidad

E.1 Distribución Exponencial

La distribución exponencial es el equivalente continuo de la distribución geométrica discreta. Esta distribución describe procesos en los que nos interesa saber el tiempo hasta que ocurre determinado evento. Sabiendo que, el tiempo que pueda ocurrir desde cualquier instante dado t , hasta que ello ocurra en un instante t_f , no depende del tiempo transcurrido anteriormente en el que no ha pasado nada.

Ejemplos de este tipo de distribuciones son el tiempo que tarda una partícula radiactiva en desintegrarse o el tiempo que puede transcurrir en un servicio de urgencias, para la llegada de un paciente.

Concretando, si una variable aleatoria continua X distribuida a lo largo de \mathbb{R}^+ , es tal que su función de densidad es $f(x) = \lambda e^{-\lambda x}$ si $0 < x$, se dice que sigue una distribución exponencial de parámetro λ , $X \sim \text{Exp}(\lambda)$. Un cálculo inmediato nos dice que si $x > 0$,

$$\int_0^x \lambda e^{-\lambda t} dt = -e^{-\lambda t} \Big|_0^x = 1 - e^{-\lambda x} \quad (\text{E.1.})$$

Luego la función de distribución es:

$$F(x) = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda x} & \text{si } 0 < x \\ 0 & \text{en otro caso.} \end{cases} \quad (\text{E.2.})$$

Para calcular el valor esperado y la varianza de la distribución exponencial, obtenemos en primer lugar la función característica

$$\phi_X(t) = \int_0^{+\infty} e^{itx} \lambda e^{-\lambda x} dx = \int_0^{+\infty} \lambda e^{(it-\lambda)x} dx = \frac{\lambda}{it-\lambda} e^{(it-\lambda)x} \Big|_0^{+\infty} = -\frac{\lambda}{it-\lambda} \quad (\text{E.3.})$$

Para después, derivando por primera vez

$$\phi'_X(t) = \frac{\lambda i}{(it-\lambda)^2} \quad \Downarrow \quad (\text{E.4.})$$

$$\mathbf{E}[X] = \frac{\phi'_X(0)}{i} = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{E5.})$$

y derivando por segunda vez,

$$\phi_X''(t) = \frac{-2\lambda i^2}{(it - \lambda)^3}$$

$$\Downarrow$$
(E.6.)

$$\mathbf{E}[X^2] = \frac{\phi_X''(0)}{i^2} = \frac{-2\lambda}{-\lambda^3} = \frac{2}{\lambda^2}$$
(E.7.)

Entonces la varianza vale

$$\mathbf{Var}[X] = \mathbf{E}[X^2] - \mathbf{E}[X]^2 = \frac{2}{\lambda^2} - \left(\frac{1}{\lambda}\right)^2 = \frac{1}{\lambda^2}$$
(E.8.)

E.2 Distribución Normal

La distribución de una variable normal está completamente determinada por dos parámetros, su media y su desviación estándar, denotadas generalmente por μ y σ . Con esta notación, la densidad de la normal viene dada por la ecuación:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left\{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right\}, \quad -\infty < x < \infty$$
(E.9.)

Así, se dice que una característica X sigue una distribución normal de media μ y varianza σ^2 , y se denota como $X \approx N(\mu, \sigma)$, si su función de densidad viene dada por la Ecuación anterior. La más utilizada es la distribución normal estándar, que corresponde a una distribución de media 0 y varianza 1. Así, la expresión que define su densidad se puede obtener de la primera ecuación, resultando:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right); \quad -\infty < z < \infty \quad (\text{E.10.})$$

Es importante conocer que, a partir de cualquier variable X que siga una distribución $N(\mu, \sigma)$, se puede obtener otra característica Z con una distribución normal estándar, sin más que efectuar la transformación:

$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (\text{E.11.})$$

Esta propiedad es útil, ya que para una distribución $N(0,1)$ existen tablas publicadas, a partir de las que se puede obtener la probabilidad con variables que siguen una distribución aproximadamente normal.

Ejemplo: Se sabe que el peso de los sujetos de una determinada población sigue una distribución aproximadamente normal, con una media de 80 Kg y una desviación estándar de 10 Kg. ¿Cuál es la probabilidad de que una persona, elegida al azar, tenga un peso mayor a 100 Kg?

La probabilidad que se desea calcular será:

$$P(X > 100) = P\left(Z > \frac{100 - 80}{10}\right) = P(Z > 2) \quad (\text{E.12.})$$

Como el área total bajo la curva es igual a 1, se puede deducir que:

$$P(Z > 2) = 1 - P(Z \leq 2) \quad (\text{E.13.})$$

Esta última probabilidad puede ser fácilmente obtenida, resultando ser $P(Z \leq 2) = 0.9772$. Por lo tanto, la probabilidad buscada de que una persona elegida aleatoriamente de esa población tenga un peso mayor de 100 Kg, es de $1 - 0.9772 = 0.0228$, es decir, aproximadamente de un 2.3%.

E.3 Distribución De Weibull

Cuando un componente esta en un periodo de investigación, la razón de falla de este puede no ser constante durante dicho tiempo, es entonces donde el tiempo de falla se determina por desgaste y no de manera aleatoria como se necesita. Es aquí donde el modelo exponencial no es aplicable y se hace necesario utilizar una razón de falla más general. El modelo de Weibull sería entonces la distribución con una razón de falla más general aplicable en estas circunstancias, ya que describe los tiempos de falla de componentes cuando sus razones de falla crecen o decrecen con el tiempo.

Tiene como parámetros α , β y su fórmula es:

$$f(t) = \alpha \beta t^{\beta-1} e^{-\alpha t^\beta}, \quad t > 0, \alpha > 0, \beta > 0 \quad (\text{E.14.})$$

Por lo tanto se infiere que la Función De Confiabilidad De Weibull asociada con la distribución de tiempos de falla de Weibull es:

$$R(t) = e^{-\alpha t^\beta} \quad (\text{E.15.})$$

La razón de falla que conduce a la distribución de Weibull esta dada por:

$$Z(t) = \alpha \beta t^{\beta-1} \quad (\text{E.16.})$$

Otras ecuaciones son:

$$\mu = \alpha^{-1/\beta} \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta} \right) \quad (\text{E.17.})$$

La formula de tiempo medio a la falla es:

$$\sigma = \alpha^{-2/\beta} \left\{ \Gamma \left(1 + \frac{2}{\beta} \right) - \left[\Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta} \right) \right]^2 \right\} \quad (\text{E.18.})$$

El procedimiento experimental común para determinar funciones de densidad de Weibull ($\alpha=1$) consiste en colocar n unidades en prueba de ciclo de vida y observar sus tiempos de falla. Si la unidad i ésima falla en el tiempo t_i , estimamos $F(t) = 1 - R(t_i)$, (método usado para las graficas de calificación), esto es:

$$F(t) = \frac{i}{n+1} \quad (\text{E.19.})$$

Para construir una grafica de Weibull, graficamos $\frac{1}{1-F(t_i)}$ contra $\ln t_i$. Si los puntos se aproximan razonablemente a una línea recta, puede suponerse que la distribución subyacente de tiempos de falla es del tipo Weibull.

ANEXO F

LISTAS DE CONTINGENCIAS PROBABILISTICAS

F.1 MAXIMO ESTIAJE

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
1	623	-	1	0,076898742	MACHALA POWER
2	632	-	V	0,076898742	TRINITARIA
3	1332	-	1	0,076898742	INTERCONEXIÓN COLOMBIA 230KV
4	35	-	V	0,065528067	GONZALO ZEVALLOS 1
5	36	-	V	0,065528067	GONZALO ZEVALLOS 2
6	53	-	V	0,065528067	TERMOESMERALDAS
7	18	-	T	0,053309645	MILAGRO
8	20	-	T	0,053309645	BABAHOYO
9	22	-	T	0,053309645	MACHALA
10	28	-	T	0,053309645	SANTA ELENA
11	51	-	T	0,053309645	ST.DOMINGO
12	54	-	T	0,053309645	ESMERALDAS
13	64	-	G	0,053309645	C.T.G.SANTA. ROSA 1
14	73	-	D	0,053309645	C.T. GUANGOPOLO
15	148	-	T	0,053309645	C. MIRAFLORES
16	600	-	G	0,053309645	ELECTROQUIL 2 G1
17	631	-	V	0,053309645	C.T.A. SANTOS 1
18	664	-	G	0,053309645	C.T.G.SANTA. ROSA 1
19	670	-	C	0,053309645	VICENTINA
20	765	-	V	0,053309645	ELECTR.ECU
21	770	-	N	0,053309645	VICENTINA
22	829	-	G	0,053309645	ELECTROQUIL 3 G1
23	870	-	G	0,053309645	C.T.G. HER+LULUCO
24	929	-	G	0,053309645	ELECTROQUIL 3 G2
25	1231	-	1	0,053309645	C.T.A. TINAJERO 1
26	15	-	H	0,020825517	C. LOJA
27	66	-	H	0,020825517	C.H. EL CARMEN
28	75	-	H	0,020825517	MULALO
29	79	-	H	0,020825517	IBARRA
30	87	-	H	0,020825517	RIOBAMBA
31	90	-	H	0,020825517	AMBATO
32	92	-	H	0,020825517	TULCAN
33	112	-	H	0,020825517	C. GUARANDA
34	122	-	H	0,020825517	PAPAYACTA
35	970	-	H	0,020825517	C.H. GUANGOPOLO
36	7	-	1	0,020778597	C.H PAUTE
37	89	-	H	0,02077860	AGOYAN 1
38	93	-	H	0,020778597	D-PERIPA
39	601	-	2	0,020778597	C.H PAUTE 2
40	607	-	2	0,020778597	C.H PAUTE
41	689	-	H	0,020778597	AGOYAN 2

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
42	693	-	H	0,020778597	D-PERIPA
43	701	-	3	0,020778597	C.H PAUTE 3
44	707	-	3	0,020778597	C.H PAUTE
45	793	-	H	0,020778597	D-PERIPA
46	801	-	4	0,020778597	C.H PAUTE 4
47	807	-	4	0,020778597	C.H PAUTE
48	5	-	H	0,008675974	C. CUENCA
49	81	-	H	0,008675974	PUCARA 1
50	681	-	H	0,008675974	PUCARA 2
51	102	1332	2	0,0024638508	LINEA 230 KV
52	44	49	2	0,0023102169	LINEA 230 KV
53	102	1332	1	0,0023021309	LINEA 230 KV
54	44	49	1	0,0015601218	LINEA 230 KV
55	25	27	1	0,0009512938	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
56	24	44	2	0,0007291667	LINEA 230 KV
57	57	102	2	0,0006906393	LINEA 230 KV
58	84	88	1	0,0006764038	LINEA 138 KV
59	84	88	2	0,0006764038	LINEA 138 KV
60	65	122		0,0006354357	LINEA 138 KV
61	95	97		0,0006200718	LINEA 138 KV
62	3	24	1	0,0005318683	LINEA 230 KV
63	58	62		0,0005125112	LINEA 138 KV
64	62	68		0,0005125112	LINEA 138 KV
65	25	26	1	0,0004842085	LINEA 138 KV
66	3	24	2	0,0004708904	LINEA 230 KV
67	50	52	1	0,0004509132	LINEA 138 KV
68	29	729	1	0,0004009703	LINEA 138 KV
69	25	34	1	0,0003691020	LINEA 138 KV
70	57	102	1	0,0003272451	LINEA 230 KV
71	17	123	2	0,0003053653	LINEA 138 KV
72	55	103		0,0002870710	LINEA 138 KV
73	62	98		0,0002870710	LINEA 138 KV
74	2	1		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
75	2	601		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
76	2	701		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
77	2	801		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
78	2	901		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
79	4	5		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
80	14	15		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
81	27	627		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
82	28	628		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
83	31	35		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
84	31	36		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
85	31	37		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
86	32	632		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
87	32	732		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
88	32	38		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
89	39	600		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
90	39	700		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
91	47	48	1	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
92	47	48	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
93	52	53		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
94	52	54		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
95	55	56		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46 KV
96	58	64		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
97	58	664		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
98	58	764		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
99	58	59	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46-13.8 KV
100	59	970		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
101	59	870		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
102	62	63		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46 KV
103	66	65		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
104	68	69		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
105	70	670		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
106	70	770		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
107	72	73		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-6.6 KV
108	78	177		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
109	80	681		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
110	80	81		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
111	82	90		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
112	88	89		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
113	88	689		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
114	91	92		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
115	94	93		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
116	94	693		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
117	94	793		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
118	98	99	1	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
119	98	99	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
120	131	631		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
121	131	731		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
122	131	831		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
123	131	931		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
124	131	1031		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
125	131	1131		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
126	131	1231		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
127	131	1331		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
128	165	765		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
129	191	192		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-115-13.8 KV
130	729	829		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
131	729	929		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
132	2	3	1	0,0002844368	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
133	1333	1334		0,0002821834	LINEA 230 KV
134	50	52	2	0,0002340183	LINEA 138 KV
135	17	123	1	0,0002311644	LINEA 138 KV
136	2	3	2	0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
137	3	7		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
138	3	607		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
139	3	707		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
140	3	807		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
141	3	907		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
142	8	9		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69-13.8 KV
143	22	1333		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69 KV
144	24	25	2	0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
145	84	85		0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
146	86	87		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69-13.8 KV
147	102	103		0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
148	623	23		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
149	21	123	2	0,0002273592	LINEA 138 KV
150	34	32		0,0002255697	LINEA 138 KV
151	2	4	1	0,0002168950	LINEA 138 KV
152	47	94	2	0,0002137240	LINEA 138 KV
153	45	94	1	0,0002111872	LINEA 138 KV
154	58	65	1	0,0001931126	LINEA 138 KV
155	31	34	1	0,0001892218	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
156	21	22	1	0,0001883562	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
157	58	68		0,0001845646	LINEA 138 KV
158	55	62		0,0001743128	LINEA 138 KV
159	58	71	1	0,0001731355	LINEA 138 KV
160	91	191	1	0,0001725013	LINEA 138 KV
161	45	46	1	0,0001705987	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
162	57	85	1	0,0001683790	LINEA 230 KV
163	25	42	2	0,0001679033	LINEA 138 KV
164	25	42	1	0,0001650495	LINEA 138 KV
165	71	74	1	0,0001650495	LINEA 138 KV
166	71	70	2	0,0001560122	TRANSFORMADOR 138-46 KV
167	82	84		0,0001435561	LINEA 138 KV
168	3	16	1	0,0001414257	LINEA 230 KV
169	47	94	1	0,0001369863	LINEA 138 KV
170	71	72	1	0,0001363521	LINEA 138 KV
171	19	20	1	0,0001327055	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
172	49	57	2	0,0001198630	LINEA 230 KV
173	17	19	1	0,0001141553	LINEA 138 KV
174	31	34	2	0,0001122527	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
175	85	86		0,0001080547	LINEA 230 KV
176	8	16		0,0001078532	LINEA 230 KV
177	71	78	2	0,0001060693	LINEA 138 KV
178	16	24	1	0,0001017884	LINEA 230 KV
179	24	44	1	0,0000994102	LINEA 230 KV
180	74	75	1	0,0000951294	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
181	16	18		0,0000827626	TRANSFORMADOR 230-69-13.8 KV
182	57	58	1	0,0000813356	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
183	49	57	1	0,0000808600	LINEA 230 KV
184	71	78	1	0,0000786403	LINEA 138 KV
185	4	14	1	0,0000751522	LINEA 138 KV
186	3	16	2	0,0000742009	LINEA 230 KV
187	98	103		0,0000717832	LINEA 138 KV
188	24	33	2	0,0000712663	LINEA 230 KV
189	80	82	1	0,0000684932	LINEA 138 KV
190	94	95	1	0,0000684932	LINEA 138 KV
191	44	45	1	0,0000621512	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
192	2	4	2	0,0000583460	LINEA 138 KV
193	42	43	1	0,0000537481	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
194	71	70	1	0,0000532725	TRANSFORMADOR 138-46 KV
195	78	91	1	0,0000508942	LINEA 138 KV
196	57	85	2	0,0000494673	LINEA 230 KV
197	16	17	1	0,0000466134	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
198	78	79		0,0000424911	TRANSFORMADOR 138-34.5-13.8 KV
199	24	33	1	0,0000409056	LINEA 230 KV
200	3	86	1	0,0000399543	LINEA 230 KV
201	95	96	1	0,0000386859	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
202	29	30	1	0,0000380518	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
203	32	33	1	0,0000342466	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
204	3	85	1	0,0000323440	LINEA 230 KV
205	58	59	1	0,0000285388	TRANSFORMADOR 138-46-13.8 KV
206	49	50	1	0,0000271119	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
207	8	24		0,0000249494	LINEA 230 KV
208	24	25	1	0,0000247336	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
209	25	130		0,0000205105	LINEA 138 KV
210	78	178		0,0000205105	LINEA 138 KV
211	74	80	1	0,0000180746	LINEA 138 KV
212	25	34	2	0,0000171233	LINEA 138 KV
213	50	51	1	0,0000152207	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
214	25	729	1	0,0000142694	LINEA 138 KV
215	26	28	1	0,0000120497	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
216	77	78	1	0,0000114155	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
217	83	84	1	0,0000099886	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
218	45	94	2	0,0000057078	LINEA 138 KV

ANEXO F

LISTAS DE CONTINGENCIAS PROBABILISTICAS

F.2 MEDIO ESTIAJE

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
1	623	-	1	0,076898742	MACHALA POWER
2	632	-	V	0,076898742	TRINITARIA
3	1332	-	1	0,076898742	INTERCONEXIÓN COLOMBIA 230KV
4	35	-	V	0,065528067	GONZALO ZEVALLOS 1
5	36	-	V	0,065528067	GONZALO ZEVALLOS 2
6	53	-	V	0,065528067	TERMOESMERALDAS
7	20	-	T	0,053309645	BABAHOYO
8	73	-	D	0,053309645	C.T. GUANGOPOLO
9	631	-	V	0,053309645	C.T. A.SANTOS 1
10	670	-	C	0,053309645	C.H CUMBAYA
11	765	-	V	0,053309645	ELECTR.ECU
12	770	-	N	0,053309645	C.H. NAYON
13	829	-	G	0,053309645	ELEC.QUIL3 G1
14	870	-	G	0,053309645	C.T.G HER+ LULUCO
15	1231	-	1	0,053309645	C.T. A.TINAJERO
16	15	-	H	0,020825517	C. LOJA
17	66	-	H	0,020825517	C.H. EL CARMEN
18	75	-	H	0,020825517	MULALO
19	79	-	H	0,020825517	IBARRA
20	87	-	H	0,020825517	RIOBAMBA
21	90	-	H	0,020825517	AMBATO
22	92	-	H	0,020825517	TULCAN
23	112	-	H	0,020825517	C. GUARANDA
24	122	-	H	0,020825517	PAPAYACTA
25	970	-	H	0,020825517	C.H GUANGOPOLO
26	7	-	1	0,020778597	C.H PAUTE
27	89	-	H	0,02077860	AGOYAN 1
28	93	-	H	0,020778597	C.H. DAULE-PERIPA 1
29	601	-	2	0,020778597	C.H PAUTE 2
30	607	-	2	0,020778597	C.H PAUTE
31	689	-	H	0,020778597	AGOYAN 2
32	693	-	H	0,020778597	C.H. DAULE-PERIPA 1
33	707	-	3	0,020778597	C.H PAUTE
34	5	-	H	0,008675974	C. CUENCA
35	81	-	H	0,008675974	PUCARA 1
36	681	-	H	0,008675974	PUCARA 2
37	102	1332	2	0,0024638508	LINEA 230 KV
38	44	49	2	0,0023102169	LINEA 230 KV
39	102	1332	1	0,0023021309	LINEA 230 KV
40	44	49	1	0,0015601218	LINEA 230 KV
41	25	27	1	0,0009512938	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
42	24	44	2	0,0007291667	LINEA 230 KV
43	57	102	2	0,0006906393	LINEA 230 KV
44	84	88	1	0,0006764038	LINEA 138 KV
45	84	88	2	0,0006764038	LINEA 138 KV
46	65	122		0,0006354357	LINEA 138 KV
47	95	97		0,0006200718	LINEA 138 KV
48	3	24	1	0,0005318683	LINEA 230 KV
49	58	62		0,0005125112	LINEA 138 KV
50	62	68		0,0005125112	LINEA 138 KV
51	25	26	1	0,0004842085	LINEA 138 KV
52	3	24	2	0,0004708904	LINEA 230 KV
53	50	52	1	0,0004509132	LINEA 138 KV
54	29	729	1	0,0004009703	LINEA 138 KV
55	25	34	1	0,0003691020	LINEA 138 KV
56	57	102	1	0,0003272451	LINEA 230 KV
57	17	123	2	0,0003053653	LINEA 138 KV
58	55	103		0,0002870710	LINEA 138 KV
59	62	98		0,0002870710	LINEA 138 KV
60	2	1		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
61	2	601		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
62	2	701		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
63	2	801		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
64	2	901		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
65	4	5		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
66	14	15		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
67	27	627		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
68	28	628		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
69	31	35		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
70	31	36		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
71	31	37		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
72	32	632		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
73	32	732		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
74	32	38		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
75	39	600		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
76	39	700		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
77	47	48	1	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
78	47	48	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
79	52	53		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
80	52	54		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
81	55	56		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46 KV
82	58	64		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
83	58	664		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
84	58	764		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
85	58	59	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46-13.8 KV
86	59	970		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
87	59	870		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
88	62	63		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-46 KV
89	66	65		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
90	68	69		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
91	70	670		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
92	70	770		0,0002853100	TRANSFORMADOR 46-46 KV
93	72	73		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-6.6 KV
94	78	177		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
95	80	681		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
96	80	81		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
97	82	90		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
98	88	89		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
99	88	689		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
100	91	92		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
101	94	93		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
102	94	693		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
103	94	793		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
104	98	99	1	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
105	98	99	2	0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-23 KV
106	131	631		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
107	131	731		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
108	131	831		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
109	131	931		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
110	131	1031		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
111	131	1131		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
112	131	1231		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
113	131	1331		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
114	165	765		0,0002853100	TRANSFORMADOR 69-13.8 KV
115	191	192		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-115-13.8 KV
116	729	829		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
117	729	929		0,0002853100	TRANSFORMADOR 138-13.8 KV
118	2	3	1	0,0002844368	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
119	1333	1334		0,0002821834	LINEA 230 KV
120	50	52	2	0,0002340183	LINEA 138 KV
121	17	123	1	0,0002311644	LINEA 138 KV
122	2	3	2	0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
123	3	7		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
124	3	607		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
125	3	707		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
126	3	807		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
127	3	907		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
128	8	9		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69-13.8 KV
129	22	1333		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69 KV
130	24	25	2	0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
131	84	85		0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
132	86	87		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-69-13.8 KV
133	102	103		0,0002282600	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
134	623	23		0,0002282600	TRANSFORMADOR 230-13.8 KV
135	21	123	2	0,0002273592	LINEA 138 KV
136	34	32		0,0002255697	LINEA 138 KV
137	2	4	1	0,0002168950	LINEA 138 KV
138	47	94	2	0,0002137240	LINEA 138 KV
139	45	94	1	0,0002111872	LINEA 138 KV
140	58	65	1	0,0001931126	LINEA 138 KV
141	31	34	1	0,0001892218	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
142	21	22	1	0,0001883562	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
143	58	68		0,0001845646	LINEA 138 KV
144	55	62		0,0001743128	LINEA 138 KV
145	58	71	1	0,0001731355	LINEA 138 KV
146	91	191	1	0,0001725013	LINEA 138 KV
147	45	46	1	0,0001705987	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
148	57	85	1	0,0001683790	LINEA 230 KV
149	25	42	2	0,0001679033	LINEA 138 KV
150	25	42	1	0,0001650495	LINEA 138 KV
151	71	74	1	0,0001650495	LINEA 138 KV
152	71	70	2	0,0001560122	TRANSFORMADOR 138-46 KV
153	82	84		0,0001435561	LINEA 138 KV
154	3	16	1	0,0001414257	LINEA 230 KV
155	47	94	1	0,0001369863	LINEA 138 KV
156	71	72	1	0,0001363521	LINEA 138 KV
157	19	20	1	0,0001327055	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
158	49	57	2	0,0001198630	LINEA 230 KV
159	17	19	1	0,0001141553	LINEA 138 KV
160	31	34	2	0,0001122527	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
161	85	86		0,0001080547	LINEA 230 KV
162	8	16		0,0001078532	LINEA 230 KV
163	71	78	2	0,0001060693	LINEA 138 KV
164	16	24	1	0,0001017884	LINEA 230 KV
165	24	44	1	0,0000994102	LINEA 230 KV
166	74	75	1	0,0000951294	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
167	16	18		0,0000827626	TRANSFORMADOR 230-69-13.8 KV
168	57	58	1	0,0000813356	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
169	49	57	1	0,0000808600	LINEA 230 KV
170	71	78	1	0,0000786403	LINEA 138 KV
171	4	14	1	0,0000751522	LINEA 138 KV
172	3	16	2	0,0000742009	LINEA 230 KV
173	98	103		0,0000717832	LINEA 138 KV
174	24	33	2	0,0000712663	LINEA 230 KV
175	80	82	1	0,0000684932	LINEA 138 KV
176	94	95	1	0,0000684932	LINEA 138 KV
177	44	45	1	0,0000621512	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
178	2	4	2	0,0000583460	LINEA 138 KV
179	42	43	1	0,0000537481	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
180	71	70	1	0,0000532725	TRANSFORMADOR 138-46 KV
181	78	91	1	0,0000508942	LINEA 138 KV
182	57	85	2	0,0000494673	LINEA 230 KV
183	16	17	1	0,0000466134	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
184	78	79		0,0000424911	TRANSFORMADOR 138-34.5-13.8 KV
185	24	33	1	0,0000409056	LINEA 230 KV
186	3	86	1	0,0000399543	LINEA 230 KV
187	95	96	1	0,0000386859	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
188	29	30	1	0,0000380518	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
189	32	33	1	0,0000342466	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
190	3	85	1	0,0000323440	LINEA 230 KV
191	58	59	1	0,0000285388	TRANSFORMADOR 138-46-13.8 KV

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
192	49	50	1	0,0000271119	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
193	8	24		0,0000249494	LINEA 230 KV
194	24	25	1	0,0000247336	TRANSFORMADOR 138-230-13.8 KV
195	25	130		0,0000205105	LINEA 138 KV
196	78	178		0,0000205105	LINEA 138 KV
197	74	80	1	0,0000180746	LINEA 138 KV
198	25	34	2	0,0000171233	LINEA 138 KV
199	50	51	1	0,0000152207	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
200	25	729	1	0,0000142694	LINEA 138 KV
201	26	28	1	0,0000120497	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
202	77	78	1	0,0000114155	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
203	83	84	1	0,0000099886	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
204	45	94	2	0,0000057078	LINEA 138 KV

ANEXO**LISTAS DE CONTINGENCIA****F.3 MINIMO ESTIAJE**

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
1	623	-	1	0,076898742
2	632	-	V	0,076898742
3	1332	-	1	0,076898742
4	35	-	V	0,065528067
5	36	-	V	0,065528067
6	53	-	V	0,065528067
7	18	-	T	0,053309645
8	20	-	T	0,053309645
9	22	-	T	0,053309645
10	28	-	T	0,053309645
11	51	-	T	0,053309645
12	54	-	T	0,053309645
13	64	-	G	0,053309645
14	73	-	D	0,053309645
15	148	-	T	0,053309645
16	600	-	G	0,053309645
17	631	-	V	0,053309645
18	664	-	G	0,053309645
19	670	-	C	0,053309645
20	765	-	V	0,053309645
21	770	-	N	0,053309645
22	829	-	G	0,053309645
23	870	-	G	0,053309645
24	929	-	G	0,053309645
25	1231	-	1	0,053309645
26	15	-	H	0,020825517
27	66	-	H	0,020825517
28	75	-	H	0,020825517
29	79	-	H	0,020825517
30	87	-	H	0,020825517
31	90	-	H	0,020825517
32	92	-	H	0,020825517
33	112	-	H	0,020825517
34	122	-	H	0,020825517
35	970	-	H	0,020825517
36	7	-	1	0,020778597
37	89	-	H	0,02077860
38	93	-	H	0,020778597
39	601	-	2	0,020778597
40	607	-	2	0,020778597

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
42	693	-	H	0,020778597
43	701	-	3	0,020778597
44	793	-	H	0,020778597
45	5	-	H	0,008675974
46	81	-	H	0,008675974
47	681	-	H	0,008675974
48	102	1332	2	0,0024638508
49	44	49	2	0,0023102169
50	102	1332	1	0,0023021309
51	44	49	1	0,0015601218
52	25	27	1	0,0009512938
53	24	44	2	0,0007291667
54	57	102	2	0,0006906393
55	84	88	1	0,0006764038
56	84	88	2	0,0006764038
57	65	122		0,0006354357
58	95	97		0,0006200718
59	3	24	1	0,0005318683
60	58	62		0,0005125112
61	62	68		0,0005125112
62	25	26	1	0,0004842085
63	3	24	2	0,0004708904
64	50	52	1	0,0004509132
65	29	729	1	0,0004009703
66	25	34	1	0,0003691020
67	57	102	1	0,0003272451
68	17	123	2	0,0003053653
69	55	103		0,0002870710
70	62	98		0,0002870710
71	2	1		0,0002853100
72	2	601		0,0002853100
73	2	701		0,0002853100
74	2	801		0,0002853100
75	2	901		0,0002853100
76	4	5		0,0002853100
77	14	15		0,0002853100
78	27	627		0,0002853100
79	28	628		0,0002853100
80	31	35		0,0002853100
81	31	36		0,0002853100
82	31	37		0,0002853100
83	32	632		0,0002853100
84	32	732		0,0002853100
85	32	38		0,0002853100
86	39	600		0,0002853100
87	39	700		0,0002853100
88	47	48	1	0,0002853100

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
90	52	53		0,0002853100
91	52	54		0,0002853100
92	55	56		0,0002853100
93	58	64		0,0002853100
94	58	664		0,0002853100
95	58	764		0,0002853100
96	58	59	2	0,0002853100
97	59	970		0,0002853100
98	59	870		0,0002853100
99	62	63		0,0002853100
100	66	65		0,0002853100
101	68	69		0,0002853100
102	70	670		0,0002853100
103	70	770		0,0002853100
104	72	73		0,0002853100
105	78	177		0,0002853100
106	80	681		0,0002853100
107	80	81		0,0002853100
108	82	90		0,0002853100
109	88	89		0,0002853100
110	88	689		0,0002853100
111	91	92		0,0002853100
112	94	93		0,0002853100
113	94	693		0,0002853100
114	94	793		0,0002853100
115	98	99	1	0,0002853100
116	98	99	2	0,0002853100
117	131	631		0,0002853100
118	131	731		0,0002853100
119	131	831		0,0002853100
120	131	931		0,0002853100
121	131	1031		0,0002853100
122	131	1131		0,0002853100
123	131	1231		0,0002853100
124	131	1331		0,0002853100
125	165	765		0,0002853100
126	191	192		0,0002853100
127	729	829		0,0002853100
128	729	929		0,0002853100
129	2	3	1	0,0002844368
130	1333	1334		0,0002821834
131	50	52	2	0,0002340183
132	17	123	1	0,0002311644
133	2	3	2	0,0002282600
134	3	7		0,0002282600
135	3	607		0,0002282600
136	3	707		0,0002282600

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
138	3	907		0,0002282600
139	8	9		0,0002282600
140	22	1333		0,0002282600
141	24	25	2	0,0002282600
142	84	85		0,0002282600
143	86	87		0,0002282600
144	102	103		0,0002282600
145	623	23		0,0002282600
146	21	123	2	0,0002273592
147	34	32		0,0002255697
148	2	4	1	0,0002168950
149	47	94	2	0,0002137240
150	45	94	1	0,0002111872
151	58	65	1	0,0001931126
152	31	34	1	0,0001892218
153	21	22	1	0,0001883562
154	58	68		0,0001845646
155	55	62		0,0001743128
156	58	71	1	0,0001731355
157	91	191	1	0,0001725013
158	45	46	1	0,0001705987
159	57	85	1	0,0001683790
160	25	42	2	0,0001679033
161	25	42	1	0,0001650495
162	71	74	1	0,0001650495
163	71	70	2	0,0001560122
164	82	84		0,0001435561
165	3	16	1	0,0001414257
166	47	94	1	0,0001369863
167	71	72	1	0,0001363521
168	19	20	1	0,0001327055
169	49	57	2	0,0001198630
170	17	19	1	0,0001141553
171	31	34	2	0,0001122527
172	85	86		0,0001080547
173	8	16		0,0001078532
174	71	78	2	0,0001060693
175	16	24	1	0,0001017884
176	24	44	1	0,0000994102
177	74	75	1	0,0000951294
178	16	18		0,0000827626
179	57	58	1	0,0000813356
180	49	57	1	0,0000808600
181	71	78	1	0,0000786403
182	4	14	1	0,0000751522
183	3	16	2	0,0000742009
184	98	103		0,0000717832

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
186	80	82	1	0,0000684932
187	94	95	1	0,0000684932
188	44	45	1	0,0000621512
189	2	4	2	0,0000583460
190	42	43	1	0,0000537481
191	71	70	1	0,0000532725
192	78	91	1	0,0000508942
193	57	85	2	0,0000494673
194	16	17	1	0,0000466134
195	78	79		0,0000424911
196	24	33	1	0,0000409056
197	3	86	1	0,0000399543
198	95	96	1	0,0000386859
199	29	30	1	0,0000380518
200	32	33	1	0,0000342466
201	3	85	1	0,0000323440
202	58	59	1	0,0000285388
203	49	50	1	0,0000271119
204	8	24		0,0000249494
205	24	25	1	0,0000247336
206	25	130		0,0000205105
207	78	178		0,0000205105
208	74	80	1	0,0000180746
209	25	34	2	0,0000171233
210	50	51	1	0,0000152207
211	25	729	1	0,0000142694
212	26	28	1	0,0000120497
213	77	78	1	0,0000114155
214	83	84	1	0,0000099886
215	45	94	2	0,0000057078

ANEXO**LISTAS DE CONTINGENCIAS****F.4 MAXIMO LLUVIOSO**

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
1	623	-	1	0,076898742
2	1332	-	1	0,076898742
3	35	-	V	0,065528067
4	36	-	V	0,065528067
5	53	-	V	0,065528067
6	20	-	T	0,053309645
7	64	-	G	0,053309645
8	73	-	D	0,053309645
9	192	-	F	0,053309645
10	631	-	V	0,053309645
11	664	-	G	0,053309645
12	670	-	C	0,053309645
13	700	-	G	0,053309645
14	764	-	G	0,053309645
15	770	-	N	0,053309645
16	870	-	G	0,053309645
17	929	-	G	0,053309645
18	1231	-	1	0,053309645
19	15	-	H	0,020825517
20	66	-	H	0,020825517
21	75	-	H	0,020825517
22	79	-	H	0,020825517
23	87	-	H	0,020825517
24	90	-	H	0,020825517
25	92	-	H	0,020825517
26	112	-	H	0,020825517
27	122	-	H	0,020825517
28	970	-	H	0,020825517
29	7	-	1	0,020778597
30	89	-	H	0,02077860
31	93	-	H	0,020778597
32	601	-	2	0,020778597
33	607	-	2	0,020778597
34	689	-	H	0,020778597
35	693	-	H	0,020778597
36	701	-	3	0,020778597
37	707	-	3	0,020778597
38	793	-	H	0,020778597
39	801	-	4	0,020778597
40	807	-	4	0,020778597

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
42	907	-	5	0,020778597
43	5	-	H	0,008675974
44	81	-	H	0,008675974
45	681	-	H	0,008675974
46	102	1332	2	0,0024638508
47	44	49	2	0,0023102169
48	102	1332	1	0,0023021309
49	44	49	1	0,0015601218
50	25	27	1	0,0009512938
51	24	44	2	0,0007291667
52	57	102	2	0,0006906393
53	84	88	1	0,0006764038
54	84	88	2	0,0006764038
55	65	122		0,0006354357
56	95	97		0,0006200718
57	3	24	1	0,0005318683
58	58	62		0,0005125112
59	62	68		0,0005125112
60	25	26	1	0,0004842085
61	3	24	2	0,0004708904
62	50	52	1	0,0004509132
63	29	729	1	0,0004009703
64	25	34	1	0,0003691020
65	57	102	1	0,0003272451
66	17	123	2	0,0003053653
67	55	103		0,0002870710
68	62	98		0,0002870710
69	2	1		0,0002853100
70	2	601		0,0002853100
71	2	701		0,0002853100
72	2	801		0,0002853100
73	2	901		0,0002853100
74	4	5		0,0002853100
75	14	15		0,0002853100
76	27	627		0,0002853100
77	28	628		0,0002853100
78	31	35		0,0002853100
79	31	36		0,0002853100
80	31	37		0,0002853100
81	32	632		0,0002853100
82	32	732		0,0002853100
83	32	38		0,0002853100
84	39	600		0,0002853100
85	39	700		0,0002853100
86	47	48	1	0,0002853100
87	47	48	2	0,0002853100
88	52	53		0,0002853100

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
90	55	56		0,0002853100
91	58	64		0,0002853100
92	58	664		0,0002853100
93	58	764		0,0002853100
94	58	59	2	0,0002853100
95	59	970		0,0002853100
96	59	870		0,0002853100
97	62	63		0,0002853100
98	66	65		0,0002853100
99	68	69		0,0002853100
100	70	670		0,0002853100
101	70	770		0,0002853100
102	72	73		0,0002853100
103	78	177		0,0002853100
104	80	681		0,0002853100
105	80	81		0,0002853100
106	82	90		0,0002853100
107	88	89		0,0002853100
108	88	689		0,0002853100
109	91	92		0,0002853100
110	94	93		0,0002853100
111	94	693		0,0002853100
112	94	793		0,0002853100
113	98	99	1	0,0002853100
114	98	99	2	0,0002853100
115	131	631		0,0002853100
116	131	731		0,0002853100
117	131	831		0,0002853100
118	131	931		0,0002853100
119	131	1031		0,0002853100
120	131	1131		0,0002853100
121	131	1231		0,0002853100
122	131	1331		0,0002853100
123	165	765		0,0002853100
124	191	192		0,0002853100
125	729	829		0,0002853100
126	729	929		0,0002853100
127	2	3	1	0,0002844368
128	1333	1334		0,0002821834
129	50	52	2	0,0002340183
130	17	123	1	0,0002311644
131	2	3	2	0,0002282600
132	3	7		0,0002282600
133	3	607		0,0002282600
134	3	707		0,0002282600
135	3	807		0,0002282600
136	3	907		0,0002282600

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
138	22	1333		0,0002282600
139	24	25	2	0,0002282600
140	84	85		0,0002282600
141	86	87		0,0002282600
142	102	103		0,0002282600
143	623	23		0,0002282600
144	21	123	2	0,0002273592
145	34	32		0,0002255697
146	2	4	1	0,0002168950
147	47	94	2	0,0002137240
148	45	94	1	0,0002111872
149	58	65	1	0,0001931126
150	31	34	1	0,0001892218
151	21	22	1	0,0001883562
152	58	68		0,0001845646
153	55	62		0,0001743128
154	58	71	1	0,0001731355
155	91	191	1	0,0001725013
156	45	46	1	0,0001705987
157	57	85	1	0,0001683790
158	25	42	2	0,0001679033
159	25	42	1	0,0001650495
160	71	74	1	0,0001650495
161	71	70	2	0,0001560122
162	82	84		0,0001435561
163	3	16	1	0,0001414257
164	47	94	1	0,0001369863
165	71	72	1	0,0001363521
166	19	20	1	0,0001327055
167	49	57	2	0,0001198630
168	17	19	1	0,0001141553
169	31	34	2	0,0001122527
170	85	86		0,0001080547
171	8	16		0,0001078532
172	71	78	2	0,0001060693
173	16	24	1	0,0001017884
174	24	44	1	0,0000994102
175	74	75	1	0,0000951294
176	16	18		0,0000827626
177	57	58	1	0,0000813356
178	49	57	1	0,0000808600
179	71	78	1	0,0000786403
180	4	14	1	0,0000751522
181	3	16	2	0,0000742009
182	98	103		0,0000717832
183	24	33	2	0,0000712663
184	80	82	1	0,0000684932

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
186	44	45	1	0,0000621512
187	2	4	2	0,0000583460
188	42	43	1	0,0000537481
189	71	70	1	0,0000532725
190	78	91	1	0,0000508942
191	57	85	2	0,0000494673
192	16	17	1	0,0000466134
193	78	79		0,0000424911
194	24	33	1	0,0000409056
195	3	86	1	0,0000399543
196	95	96	1	0,0000386859
197	29	30	1	0,0000380518
198	32	33	1	0,0000342466
199	3	85	1	0,0000323440
200	58	59	1	0,0000285388
201	49	50	1	0,0000271119
202	8	24		0,0000249494
203	24	25	1	0,0000247336
204	25	130		0,0000205105
205	78	178		0,0000205105
206	74	80	1	0,0000180746
207	25	34	2	0,0000171233
208	50	51	1	0,0000152207
209	25	729	1	0,0000142694
210	26	28	1	0,0000120497
211	77	78	1	0,0000114155
212	83	84	1	0,0000099886
213	45	94	2	0,0000057078

ANEXO F

LISTAS DE CONTINGENCIAS PROBABILISTICAS

F.5 MEDIO LLUVIOSO

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR	COMPONENTES DEL S.N.I.
1	623	-	1	0,076898742	MACHALA POWER
2	1332	-	1	0,076898742	INTERCONEXIÓN COLOMBIA 230KV
3	35	-	V	0,065528067	GONZALO ZEVALLOS 1
4	36	-	V	0,065528067	GONZALO ZEVALLOS 2
5	53	-	V	0,065528067	TERMOESMERALDAS
6	631	-	V	0,053309645	C.T. A.SANTOS 1
7	51	-	T	0,076898742	SANTO DOMINGO
8	670	-	C	0,053309645	C.H. CUMBAYA
9	770	-	N	0,053309645	C.H. NAYON
10	870	-	G	0,053309645	C.T.G. HER+LULUCO
11	15	-	H	0,020825517	C. LOJA
12	66	-	H	0,020825517	C.H. ELCARMEN
13	75	-	H	0,020825517	MULALO
14	79	-	H	0,020825517	IBARRA
15	87	-	H	0,020825517	RIOBAMBA
16	90	-	H	0,020825517	AMBATO
17	92	-	H	0,020825517	TULCAN
18	112	-	H	0,020825517	C. GUARANDA
19	122	-	H	0,020825517	PAPAYACTA
20	7	-	1	0,020778597	C.H. PAUTE
21	89	-	H	0,02077860	AGOYAN 1
22	93	-	H	0,020778597	C.H. DAULE-PERIPA 1
23	601	-	2	0,020778597	C.H. PAUTE 2
24	607	-	2	0,020778597	C.H. PAUTE
25	689	-	H	0,020778597	AGOYAN 2
26	693	-	H	0,020778597	C.H. DAULE-PERIPA 2
27	701	-	3	0,020778597	C.H. PAUTE 3
28	707	-	3	0,020778597	C.H. PAUTE
29	801	-	4	0,020778597	C.H. PAUTE 4
30	807	-	4	0,020778597	C.H. PAUTE
31	5	-	H	0,008675974	C. CUENCA
32	681	-	H	0,008675974	PUCARA 2
33	102	1332	2	0,0024638508	LINEA 230 KV
34	44	49	2	0,0023102169	LINEA 230 KV
35	102	1332	1	0,0023021309	LINEA 230 KV
36	44	49	1	0,0015601218	LINEA 230 KV
37	25	27	1	0,0009512938	TRANSFORMADOR 138-69-13.8 KV
38	24	44	2	0,0007291667	LINEA 230 KV
39	57	102	2	0,0006906393	LINEA 230 KV
40	84	88	1	0,0006764038	LINEA 138 KV

ANEX

LISTAS DE CONTINGENC

F.6 MINIMO LLUVIOSO

No	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	C	TASA FOR
1	623	-	1	0,076898742
2	1332	-	1	0,076898742
3	35	-	V	0,065528067
4	36	-	V	0,065528067
5	53	-	V	0,065528067
6	20	-	T	0,053309645
7	64	-	G	0,053309645
8	192	-	F	0,053309645
9	631	-	V	0,053309645
10	664	-	G	0,053309645
11	670	-	C	0,053309645
12	700	-	G	0,053309645
13	764	-	G	0,053309645
14	770	-	N	0,053309645
15	870	-	G	0,053309645
16	1231	-	1	0,053309645
17	15	-	H	0,020825517
18	66	-	H	0,020825517
19	75	-	H	0,020825517
20	79	-	H	0,020825517
21	87	-	H	0,020825517
22	90	-	H	0,020825517
23	92	-	H	0,020825517
24	112	-	H	0,020825517
25	122	-	H	0,020825517
26	970	-	H	0,020825517
27	7	-	1	0,020778597
28	89	-	H	0,02077860
29	93	-	H	0,020778597
30	601	-	2	0,020778597
31	607	-	2	0,020778597
32	689	-	H	0,020778597
33	693	-	H	0,020778597
34	701	-	3	0,020778597
35	707	-	3	0,020778597
36	793	-	H	0,020778597
37	801	-	4	0,020778597
38	5	-	H	0,008675974
39	81	-	H	0,008675974
40	681	-	H	0,008675974
41	102	1332	2	0,0024638508

ANEXO G

Despacho del S.N.I. por Periodos

Generadores		Generación (MW)					
# BARRA	Subestación	Per. Est-D. Max	Per. Est-D. Med	Per. Est-D. Min	Per. LLuv-D. Max	Per. LLuv-D. Med	Per. LLuv-D. Min
1	PAUTE	69,32	24,96	22,49	20,5	21,18	21,56
5	CUENCA	44	30	18	44	21	18
7	PAUTE	100	100	60	100	100	60
15	LOJA	2	2	1,2	2	1,5	1,2
18	MILAGRO	6	X	X	8	X	X
20	BABAHOYO	10	10	6	10	X	X
22	MACHALA	8	X	X	X	X	X
28	STA. ELENA	6	X	X	6	5	X
35	SALITRAL	68	68	30	68	50	30
36	SALITRAL	68	68	30	68	50	40,8
37	SALITRAL	X	X	X	X	X	X
51	ST.DOMING	0	X	X	0	0	0
53	ESMERALD	125	125	40	125	125	75
54	ESMERALD	3,5	X	X	3,5	X	X
64	STA. ROSA	0	X	X	0	X	X
66	ELCARMEN	8,2	8,2	5	8,2	8,2	5
73	GUANGOPO	24	24	X	24	X	X
75	MULALO	5	5	5	7	5	5
79	IBARRA	7	7	7	7	7	7
81	PUCARA	33,5	33,5	X	33,5	X	X
87	RIOBANBA	10	8	4,8	13	13	7,8
89	AGOYAN	75	35	21	75	45	35
90	AMBAT	1,5	1,5	0,9	1,5	1,5	0,9

ANEXO H

Datos de las Lineas de Transmisión del S.N.I.

Barra Inicio	Barra Fin	Voltaje (Kv)	Longitud (Km)	Circuito	R (p.u.)	X (p.u.)	C (p.u.)	Max (MVA)
3 PAUTE230	85 TOTOR230	230	202,2	1	0,0223	0,1789	0,3608	442
3 PAUTE230	86 RIOBA230	230	153,7	1	0,0175	0,1406	0,2835	442
3 PAUTE230	24 PASCU230	230	188,43	1	0,0210	0,1714	0,3364	442
3 PAUTE230	24 PASCU230	230	188,43	2	0,0210	0,1715	0,3364	442
3 PAUTE230	16 MILAG230	230	135,74	1	0,0152	0,1246	0,2558	442
3 PAUTE230	16 MILAG230	230	135,74	2	0,0152	0,1246	0,2558	442
8 DOS-CERR	16 MILAG230	230	42,8	1	0,0048	0,0383	0,0753	265
8 DOS-CERR	24 PASCU230	230	9,9	1	0,0011	0,0089	0,0231	265
16 MILAG230	24 PASCU230	230	52,7	1	0,0059	0,0471	0,0984	442
24 PASCU230	33 TRINI230	230	28,28	1	0,0032	0,0253	0,0528	440
24 PASCU230	33 TRINI230	230	28,28	2	0,0032	0,0253	0,0529	440
24 PASCU230	44 QUEVE230	230	145,25	1	0,0162	0,1298	0,2711	442
24 PASCU230	44 QUEVE230	230	145,25	2	0,0162	0,1298	0,2711	442
44 QUEVE230	49 S.DGO230	230	104	1	0,0116	0,0930	0,1942	442
44 QUEVE230	49 S.DGO230	230	104	2	0,0116	0,0930	0,1942	442
49 S.DGO230	57 S.ROS230	230	77,7	1	0,0088	0,0728	0,1412	442
49 S.DGO230	57 S.ROS230	230	77,7	2	0,0088	0,0728	0,1412	442
57 S.ROS230	102 POMAS230	230	45,91	1	0,0052	0,0428	0,0829	442
57 S.ROS230	102 POMAS230	230	45,91	2	0,0052	0,0428	0,0829	442
57 S.ROS230	85 TOTOR230	230	110,09	1	0,0118	0,0976	0,1984	442
57 S.ROS230	85 TOTOR230	230	110,09	2	0,0118	0,0976	0,1984	442
85 TOTOR230	86 RIOBA230	230	42,88	1	0,0041	0,0383	0,0773	442
1333 FRONTERA	1334 ZORRITOS	230	112	1	0,0125	0,1002	0,2091	442
102 POMAS230	1332 JAMONDIN	230	212,2	1	0,0241	0,1973	0,3977	442
102 POMAS230	1332 JAMONDIN	230	212,2	2	0,0241	0,1973	0,3977	442
2 PAUTE138	4 CUENC138	138	87,08	1	0,0571	0,1776	0,0441	141
2 PAUTE138	4 CUENC138	138	87,08	2	0,0571	0,1776	0,0441	141
4 CUENC138	14 LOJA-138	138	134,2	1	0,1139	0,3550	0,0835	141
17 MILAG138	123 SAN INDF	138	112,7	1	0,0958	0,2938	0,0721	141
17 MILAG138	123 SAN INDF	138	112,7	2	0,0958	0,2938	0,0721	141
17 MILAG138	19 BABA138	138	47,3	1	0,0399	0,1180	0,0308	141
21 MACHA138	123 SAN INDF	138	21	1	0,0178	0,0547	0,0134	141
21 MACHA138	123 SAN INDF	138	21	2	0,0178	0,0547	0,0134	141
23 MACH.POW	123 SAN INDF	138		1	0,0178	0,0547	0,0134	200
25 PASCU138	34 SALIT138	138	17,4	1	0,0121	0,0436	0,0110	160
25 PASCU138	34 SALIT138	138	17,4	2	0,0121	0,0436	0,0110	160
25 PASCU138	42 POLIC138	138	15,1	1	0,0107	0,0388	0,0098	160
25 PASCU138	42 POLIC138	138	15,1	2	0,0107	0,0388	0,0098	160
25 PASCU138	130 CEDEG138	138	1	1	0,0100	0,0248	0,0066	141
25 PASCU138	729 EQUIL138	138	38,03	1	0,0323	0,0991	0,0256	141
25 PASCU138	26 S.ELE138	138	105,48	1	0,0896	0,2650	0,0675	141
29 POSOR138	729 EQUIL138	138	83,34	1	0,0597	0,1786	0,0580	141
34 SALIT138	32 TRINI138	138	11	1	0,0034	0,0273	0,0074	150
45 QUEVE138	94 D-PE-138	138	43,2	1	0,0368	0,1144	0,0276	100
45 QUEVE138	94 D-PE-138	138	43,2	2	0,0368	0,1144	0,0276	100
47 PORTO138	94 D-PE-138	138	91,2	1	0,0776	0,2415	0,0584	100
47 PORTO138	94 D-PE-138	138	91,2	2	0,0776	0,2415	0,0584	100
50 S.DGO138	52 ESMER138	138	158,8	1	0,1315	0,4034	0,0990	141
50 S.DGO138	52 ESMER138	138	158,8	2	0,1315	0,4034	0,0990	141
55 S/E19-AL	103 POMAS138	138	14	1	0,0094	0,0447	0,0115	130
55 S/E19-AL	62 S.ALE138	138	8,5	1	0,0045	0,0217	0,0056	186
58 S.ROS138	71 VICEN138	138	18,5	1	0,0131	0,0483	0,0118	160
58 S.ROS138	68 ESPEJ138	138	9	1	0,0051	0,0243	0,0062	186
58 S.ROS138	65 CARME138	138	31,6	1	0,0187	0,0893	0,0200	160
58 S.ROS138	62 S.ALE138	138	25	1	0,0134	0,0638	0,0164	186

ANEXO I

TRANSFORMADORES DE 2 DEVANADOS DEL S.N.I.

SUBESTACIÓN	De Barra		A Barra		Conexión		Impedancia (pu) Base 100MVA	Potencia (MVA)			Tap(K)
	#	Kv	#	Kv	Primario (H)	Secundario (X)		OA	FA	FOA	
Agoyan	88	138	89	13,8	Estrella	Delta	0,1464	85	-	-	1,0507
	88	138	689	138	Estrella	Delta	0,1464	85	-	-	1,0507
Daule Peripa	94	138	93	13,8	Estrella	Delta	0,1464	95	-	-	1
	94	138	693	13,8	Estrella	Delta	0,1464	95	-	-	1
	94	138	793	13,8	Estrella	Delta	0,1464	95	-	-	1
Electroecuador	165	69	765	13,8	Estrella	Delta	0,4235	22	27,5	32	1
Electroquil 2	39	69	600	13,8	Estrella	Delta	0,2266	86	-	-	1,025
	39	69	700	13,8	Estrella	Delta	0,096	86	-	-	1,025
	39	69	729	138	Estrella	Estrella	0,24	100	-	-	1
Electroquil 3	729	138	829	13,8	Estrella	Delta	0,3233	30	40	50	1,025
	729	138	929	13,8	Estrella	Delta	0,3233	30	40	50	1,025
Esmeraldas	52	138	53	13,8	Estrella	Delta	0,06636	160	-	-	1,015
Espejo	69	23	68	138	Estrella	Estrella	0,5045	20	26	33	1,04375
Guangopolo	72	138	73	6,6	Estrella	Delta	0,4412	30	40	-	1
Paute	2	138	1	13,8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	1,025
	2	138	601	13,8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	1,025
	2	138	701	13,8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	1,025
	2	138	801	13,8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	1,025
	2	138	901	13,8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	1,025
	3	230	7	13,8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	1,025
	3	230	607	13,8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	1,025
	3	230	707	13,8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	1,025
	3	230	807	13,8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	1,025
	3	230	907	13,8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	1,025

ANEXO J

TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS DEL S.N.I.

SUBESTACIÓN	ID	De Barra		A Barra		Conexión			Impedancia (pu) Base 100MVA	Tipo	MVA 1	MVA 2	MVA 3	Tap(K)
		#	Kv	#	Kv	Primario (H)	Secundario (X)	Terciario (Y)						
Ambato	BANK_AMB	82	138	282	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1706	A	33	44	44	1
		282	0	90	69				-0,0112		33	44	44	1
		282	0	382	13,8				0,3803		11	14,6	14,6	1
Babahoyo	BAN_BABAH	19	138	216	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1003	A	40	53	66	0,975
		20	69	216	0				-0,0063		40	53	66	0,99375
		216	0	316	13,8				0,3455		12	16	20	1
Chone	BANK_CHON	95	138	249	0	Estrella	Estrella	Delta	0,16408		40	50	60	0,975
		96	69	249	0				-0,02892		40	50	60	0,96875
		249	0	349	13,8				0,33442		13	46	20	1
Cuenca	BAN_CUEN	4	138	234	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0802	A	60	80	100	1
		234	0	5	69				-0,0112		60	80	100	1
		234	0	334	13,8				0,2636		20	27	33	1
Esmeraldas	BANK_ESME	52	138	252	0	Estrella	Estrella	Delta	-0,1581	A	45	60	75	1,025
		54	69	252	0				0,2831		45	60	75	1,1
		252	0	352	13,8				0,679		15	20	25	1
Ibarra	BANK_IBAR1	78	138	275	0	Estrella	Estrella	Delta	0,2173	A	20	27	33	1
		77	69	275	0				-0,0128		20	27	33	1,01875
		275	0	375	13,8				0,8328		6,66	8,66	11	1
	BANK_IBAR2	178	138	278	0	Estrella	Estrella	Delta	0,3476	T	30	40	50	1
		79	34,5	278	0				-0,0392		30	40	50	1,00625
		278	0	378	13,8				0,2589		10	13,33	16,66	1
BANK_MOVIL	178	138	233	0	Estrella	Estrella	Delta	0,4155	T	30	30	30	1	
	60	69	233	0				-0,0895		30	30	30	1	
	233	0	333	13,8				0,6925		20	-	-	1	
Ipiiales	BANK_IPIA	191	138	293	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1233	A	20	26	33	0,95
		192	115	293	0				-0,0158		20	26	33	1
		293	0	393	13,8				0,2593		6,66	8,66	11	1

SUBESTACIÓN	ID	De Barra		A Barra		Conexión			Impedancia (pu) Base 100MVA	Tipo	MVA 1	MVA 2	MVA 3	Tap(K)
		#	Kv	#	Kv	Primario (H)	Secundario (X)	Terciario (Y)						
Latacunga	BANK_LATAC	74	138	274	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1233	A	40	53	63	1
		75	69	274	0				-0,0158		40	53	63	1,0125
		274	0	374	13,8				0,2593		13,33	17,66	21	1
Loja	BANK_LOJA	14	138	244	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1245	A	40	53	63	1
		15	69	244	0				-0,0145		40	53	63	0,96875
		244	0	344	13,8				0,258		13,33	17,66	21	1
Machala	BANK_MACH	21	138	218	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0844	A	60	80	100	0,975
		22	69	218	0				-0,0129		60	80	100	1,0375
		218	0	318	13,8				0,173		20	27	33	1
Milagro	BAN_MIL1	16	230	212	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0504	A	100	133	137	0,975
		212	0	17	69				-0,0056		100	133	137	1
		212	0	312	13,8				0,0465		33	44	56	1
	BAN_MIL2	16	230	214	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0608	A	135	180	225	0,95
		18	138	214	0				-0,0082		135	180	225	1
214	0	314	13,8	0,1462	45	60	75	1						
Pacuales	BAN_PASC1	24	230	222	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0237	A	225	300	375	0,95
		222	0	25	138				-0,0043		225	300	375	1
		222	0	322	13,8				0,1054		75	100	125	1
	BAN_PASC2	25	138	224	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0413	A	120	160	200	0,95
		224	0	27	69				-0,0063		120	160	200	1,05
		224	0	324	13,8				0,0988		40	54	66	1
	BAN_PASC3	24	230	223	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0211	A	225	300	375	0,95
		223	0	25	138				-0,0033		225	300	375	1
223	0	323	13,8	0,1054	75	100	125	1						
Paute	BAN_PAUT1	2	138	202	0	Estrella	Estrella	Delta	-0,0043	A	225	300	375	1
		3	230	202	0				0,0237		225	300	375	1
		202	0	302	13,8				0,1054		75	100	125	1
	BAN_PAUT2	2	138	204	0	Estrella	Estrella	Delta	-0,0043	A	225	300	375	1
		3	230	204	0				0,0237		225	300	375	1
204	0	404	13,8	0,1054	75	100	125	1						
Policentro	BANK_POLI	42	138	230	0	Estrella	Estrella	Delta	-0,1069	A	90	120	150	1,025
		43	69	230	0				0,1948		90	120	150	1,05625
		230	0	330	13,8				0,04429		30	40	50	1
Portoviejo	BANK_PORT1	47	138	246	0	Estrella	Estrella	Delta	-0,1582	A	45	60	75	0,95
		48	69	246	0				0,2832		45	60	75	1,03125
		246	0	346	13,8				0,6637		15	20	25	1
	BANK_PORT2	47	138	247	0	Estrella	Estrella	Delta	-0,1582	A	45	60	75	0,95
		48	69	247	0				0,2832		45	60	75	1,03125
247	0	347	13,8	0,6637	15	20	25	1						

SUBESTACIÓN	ID	De Barra		A Barra		Conexión			Impedancia (pu) Base 100MVA	Tipo	MVA 1	MVA 2	MVA 3	Tap(K)
		#	Kv	#	Kv	Primario (H)	Secundario (X)	Terciario (Y)						
Posorja	BANK_POS	29	138	229	0	Estrella	Estrella	Delta	0,125	A	20	26	33	0,95
		30	69	229	0				-0,0155		20	26	33	0,95625
		229	0	329	13,8				0,259		6,66	8,66	11	1
Quevedo	BANK_QUEV1	44	230	242	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0482	A	100	133	167	0,95
		45	138	242	0				-0,0041		100	133	167	1
		242	0	342	13,8				0,1074		33	44	56	1
	BANK_QUEV2	45	138	245	0	Estrella	Estrella	Delta	0,395	A	20	27	30	1
		46	69	245	0				-0,0325		20	27	30	1,0125
		245	0	345	13,8				1,1758		6,66	8,66	11	1
	BANK_QUE3	45	138	241	0	Estrella	Estrella	Delta	0,4079	T	20	27	33	1
		41	69	241	0				-0,031		20	27	33	1
		241	0	341	13,8				0,2291		20	27	33	1
Riobamba	BANK_RIOB	86	230	284	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1806	T	60	80	100	1
		87	69	284	0				-0,0151		60	80	100	1
		284	0	384	13,8				0,1011		20	27	33	1
S/E 19	BANK_S19	55	138	255	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1649		60	80	100	1
		56	46	255	0				-0,0131		60	80	100	1,0625
		255	0	355	13,8				0,1711		20	27	33	1
Salitral	BANK_SALT1	34	138	232	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0658	A	90	120	150	0,975
		232	0	31	69				-0,0094		90	120	150	1
		232	0	332	13,8				0,1677		30	30	30	1
	BANK_SALT2	34	138	231	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0658	A	90	120	225	0,975
		31	69	231	0				-0,0094		90	120	150	1
		231	0	331	13,8				0,1677		30	30	30	1
Santa Elena	BANK_ELE	26	138	226	0	Estrella	Estrella	Delta	0,2668	A	40	53	66	0,975
		28	69	226	0				-0,0398		40	53	66	1,025
		226	0	326	13,8				0,5183		13,33	17,66	22	1
Santa Rosa	BANK_SROS1	57	230	254	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0238	A	225	300	375	0,95
		254	0	58	138				-0,0042		225	300	375	1
		254	0	354	13,8				0,1054		75	100	125	1
	BANK_SROS2	58	138	288	0	Estrella	Estrella	Delta	0,229	T	45	60	75	1
		59	46	288	0				-0,0231		45	60	75	1,05625
		288	0	388	13,8				0,1725		15	20	25	1
	BANK_SROS3	58	138	289	0	Estrella	Estrella	Delta	0,229	T	45	60	75	1
		59	46	289	0				-0,0231		45	60	75	1,05625
		289	0	389	13,8				0,1725		15	20	25	1
Santo Domingo	BANK_SDGO1	49	230	248	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0483	A	100	133	137	0,975
		248	0	50	138				-0,0042		100	133	137	1
		248	0	348	13,8				0,108		33	44	56	1
	BANK_SDGO2	50	138	250	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0803	A	60	80	100	1
		250	0	51	69				-0,011		60	80	100	1
		250	0	350	13,8				0,2636		20	26	100	1

SUBESTACIÓN	ID	De Barra		A Barra		Conexión			Impedancia (pu) Base 100MVA	Tipo	MVA 1	MVA 2	MVA 3	Tap(K)
		#	Kv	#	Kv	Primario (H)	Secundario (X)	Terciario (Y)						
Selva Alegre	BANK_S.ALE	62	138	262	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1469	A	60	80	100	1
		63	46	262	0				-0,0209		60	80	100	1,0625
		262	0	362	13,8				0,3146		20	27	33	1
Totoras	BANK_TOT	85	230	280	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1041	A	60	80	100	0,975
		280	0	84	138				-0,0175		60	80	100	1
		280	0	380	13,8				0,3005		20	27	33	1
	BANK_TOTBA	84	138	294	0	Estrella	Estrella	Delta	0,1029	A	60	80	100	1
		294	0	83	69				-0,0186		60	80	100	1
		294	0	394	13,8				0,2521		20	27	100	1
Trinitaria	BANK_TRIN1	33	230	210	0	Estrella	Estrella	Delta	0,0605	T	135	180	225	0,975
		210	0	32	138				-0,0082		135	180	225	1
		210	0	310	13,8				0,1462		45	60	75	1
	BANK_TRIN2	32	138	208	0	Estrella	Estrella	Delta	-0,0532	A	90	120	150	0,975
		208	0	38	69				0,1056		90	120	150	1,00625
208	0	308	13,8	0,2514	30	40	50	1						
Tulcan	BANK_TUL	91	138	291	0	Estrella	Estrella	Delta	0,264	A	20	26	33	0,95
		92	69	291	0				-0,0405		20	26	-	0,96875
		291	0	391	13,8				0,522		6,66	8,66	11	1
Vicentina	BAN_VICEN1	71	138	258	0	Estrella	Estrella	Delta	0,2294	T	33	43	43	0,975
		258	0	70	46				-0,0142		33	43	43	1
		258	0	358	13,8				0,1097		11	14	14	1
	BAN_VICEN2	71	138	259	0	Estrella	Estrella	Delta	0,2294	T	33	48	48	0,975
		259	0	70	46				-0,0142		33	48	48	1
259	0	359	13,8	0,1097	11	14	14	1						

ANEXO K

METODO DE NEWTON RAPHSON

K.1 Generalidades

Para aplicar el método de Newton Raphson a la solución de ecuaciones de flujo de potencia, se expresarán los voltajes de barras y admitancia de línea en forma polar :

$$V_i = |V_i| \angle (\delta_i) \quad (\text{K.1})$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle (\theta_{ij}) \quad (\text{K.2})$$

Además la corriente en una barra i deberá cumplir la ley de Kirchoff definiéndose así:

$$I_i = \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad (\text{K.3})$$

Dando lugar a las siguientes ecuaciones de Potencia:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{K.4})$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{K.5})$$

En tal virtud n se hace igual a i y los términos correspondientes se separan de las sumatorias, se obtiene:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{K.6})$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |Y_{in} V_i V_n| \text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{K.7})$$

Estas ecuaciones se pueden derivar muy fácilmente con respecto a los ángulos y a las magnitudes de voltaje. Los términos que incluyen G_{ii} y B_{ii} surgen de la definición de Y_{ij} sacada de la siguiente ecuación $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ y del hecho de que el ángulo $(\delta_n - \delta_i)$ sea cero cuando $n=i$. Además se considerará que todas las barras (excepto la de compensación) son de carga con demandas conocidas P_{di} y Q_{di} . La barra de compensación tiene valores especificados para δ_1 y $|V_1|$, y para $|V_i|$ en la solución de flujos de potencia.

Los errores de potencia para una barra típica de carga i corresponden a las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} \quad (K.8)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} \quad (K.9)$$

Juntando todas las ecuaciones de error en forma de matriz-vector se llega a:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial P_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_2| \frac{\partial P_N}{\partial |V_N|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_N|} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_N \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_N|}{|V_N|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_N \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{bmatrix} \quad (K.10)$$

Donde se define:

$$* \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (K.11)$$

$$* \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (K.12)$$

$$* \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{K.13})$$

$$* \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_i - |V_i|^2 G_{ii} \quad (\text{K.14})$$

$$* |V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad (\text{K.15})$$

$$* |V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = +\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} + 2|V_i|^2 G_{ii} \quad (\text{K.16})$$

$$* |V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = +\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (\text{K.17})$$

$$* |V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} - 2|V_i|^2 B_{ii} \quad (\text{K.18})$$

Debido a que Newton Raspón es un método iterativo, se definirán a continuación las formulas de actualización de las variables de estado:

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^k + \Delta \delta_i^k \quad (\text{K.19})$$

$$\begin{aligned} |V_i|^{(k+1)} &= |V_i|^k + \Delta |V_i|^k \\ &= |V_i|^k \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^k}{|V_i|^k} \right) \end{aligned} \quad (\text{K.20})$$

K.2 Flujo De Potencia En Power World

El propósito del programa de análisis de Flujo de potencia es calcular con precisión las tensiones de estado estacionario en todas las barras de toda una red, y a partir de ese cálculo los flujos de potencia real y reactiva en cada una de las líneas y transformadores, bajo la suposición de generación y carga conocidas. Su función básica radica en importantes detalles: modelar controles tales como derivaciones móviles de transformadores y potencia de salida reactiva del generador. Los programas de flujo de potencia para computadoras digitales (ordenadores) han sido usados regularmente por los ingenieros de planificación desde hace más de treinta años.

A continuación algunas de las más importantes características de Flujo de potencia de Power World.

- Rápido y exacto: método de solución Newton.
- Variedad de modelos de dispositivos y de control.
- Interfaz de diagrama de una línea para rápida instalación e informe.

- Extenso juego de informes textuales modulares para permitir funciones de planeamiento.

K.2.1 Métodos de solución Newton en Power World

Los problemas de flujo de potencia requieren la solución de un gran número de ecuaciones no lineales respecto a la variable de interés, la tensión. Los problemas no lineales de envergadura, usualmente son resueltos a través de procesos de linealización e iteración. Power World Simulator proporciona el algoritmo más efectivo disponible hoy en día, para la solución de flujo de potencia: el Newton. La experiencia ha mostrado que en raras ocasiones este falla en resolver una red físicamente realizable. Siempre y cuando las disparidades (mismatches) sean calculadas correctamente, Power World Simulator como los otros programas comerciales de flujo de potencia darán respuestas exactamente iguales. Newton realiza menor número de iteraciones aunque tarda un tanto más en resolver un flujo de potencia. El límite en cuanto al tamaño de la red es otro tigre de papel. No existe un límite inherente en el tamaño del sistema que pueda manejar Power World Simulator, ya sean 5 o 5 000 barras a considerar.

ANEXO L

VIOLACIONES MÁS COMUNES DE LOS COMPONENTES DEL S.N.I.

L.1 Sobrecarga de Líneas de transmisión y Transformadores de Potencia¹

Para condiciones operativas normales, en régimen permanente y sin contingencias, se admite que en condiciones de máxima carga, las líneas y/o transformadores del S.N.I. pueden aparecer sobrecargas no superiores al 5 %. Los niveles de cargabilidad para las líneas de transmisión y transformadores de potencia, son los que mas se tienen que respetar en la operación del sistema para mantener un grado de seguridad del mismo. .

Para entender este término de cargabilidad se definen los siguientes conceptos:

Capacidad Nominal: Es la potencia o corriente que un cierto equipo puede manejar en forma continua sin sufrir restricciones en su vida útil y en condiciones de trabajo ideales.

¹ Las capacidades térmicas de las líneas de transmisión y transformadores de potencia aparecen en los anexos H, I y J.

Capacidad Térmica: Máxima capacidad que puede manejar un equipo sin sobrepasar los límites de temperatura de operación para los cuales fue diseñado.

L.2 Niveles de Voltaje en barras del S.N.I.

Son el rango de valores de tensión que las barras puedan ser utilizadas en forma permanente y que son aplicados durante los ensayos. En el S.N.I. ecuatoriano el nivel de voltaje está entre los 0.9 V [p.u] y los 1.1 V [p.u]

En el S.N.I. existen problemas de bajos y altos voltajes, que se dan producto de algunos factores como contingencias, variaciones de generación y/o variaciones de carga. Estos factores provocan a menudo la operación de las protecciones de algunos equipos, las cuales crean la indisponibilidad de estos elementos. A su vez un elemento fallado reduce la seguridad del sistema, si no se prevé acciones para controlar los voltajes del mismo.

Los operadores del S.N.I. aseguran la seguridad y la calidad del suministro a los clientes por medio del mantenimiento de las tensiones de barra dentro de límites permisibles. Cualquier cambio en la configuración del sistema o en la demanda puede resultar en cambios de tensión, como anteriormente se ha

señalado. Esta situación puede ser mejorada y optimizada por el operador mediante la redistribución de los recursos de potencia reactiva del sistema.

Las variables de control de potencia reactiva (inductiva/capacitiva) del S.N.I. con que cuenta el Cenace para regular voltaje son:

- Reactores en la subestación Paute 230 kV.
- Reactores en la subestación Milagro 230 kV
- Reactores en la subestación Quevedo 230 kV3
- Reactores en la subestación Pascuales 230 kV
- Reactores en la subestación Riobamba 230 kV
- Reactores en la subestación Totoras kV
- Reactores en la subestación Santo Domingo 230 kV
- Reactores en la subestación Milagro 230 kV

- Reactores en la subestación Machala 138 kV
- Reactores en la subestación Policentro 138 kV
- Reactores en la subestación Loja 138 kV
- Reactores en la subestación Portoviejo 138 kV
- Reactores en la subestación Santa Elena 138 kV
- Reactores en la subestación Esmeraldas 138 kV
- Reactores en la subestación Tulcán 138 kV
- Reactores en la subestación Ibarra 138 kV

Y los límites de potencia reactiva para regulación de tensión en barras se muestran en la tabla L.1:

NÚMERO DE BARRA	SUB-ESTACIONES	NÚMERO DE BARRA REGULADA	MAXIMA CAPACITIVA [MVAR]	MINIMA INDUCTIVA [MVAR]
48	PORTOVIE	47	12	0
54	ESMERALD	52	12	0
155	FICTICIA	14	12	0
302	PAU-T1	3	0	-10
304	PAU-T2	3	0	-10
313	MIL-T2	18	18	0
318	MAC-T1	21	0	0
322	PAS-T1	24	0	-20
330	POL-T	42	12	0
342	QUE-T1	45	0	-10
348	SDO-T1	50	0	-10
375	IBA-T1	78	6	0
378	IBA-T2	78	6	0
380	TOT-T1	85	0	-10
384	RIO-T	86	0	-10
391	TUL-T	91	3	0
628	ECUAP-SE	26	12	0

Tabla L.1: Potencia Reactiva para regulación de tensión en barras

Para las unidades generadoras el rango de potencia reactiva utilizada para el control de tensión se muestra en la tabla L.2

NÚMERO DE BARRA	GENERADORES	ID	VOLTAJE FIJADO [P.U]	MINIMA INDUCTIVA [MVAR]	MAXIMA CAPACITIVA [MVAR]
1	PAUTE-AB	1	1,03	-65	60
5	CUENCA	H	1,05	-9	19
7	PAUTE-C	1	1,04	-65	60
15	LOJA	H	1,05	-1	2
18	MILAG69	T	1,04	-1	1
20	BABAHOYO	T	1,04	-3	3
22	MACHALA1	T	1,03	-1	3
28	S.ELENA	T	1,02	-1	5
35	V-INEC-2	V	1,03	-10	42
36	V-INEC-3	V	1,03	-10	42
37	G-INEC-4	G	1,05	-10	20
51	S.DOMING	T	1,05	-1	1
53	C.T.ESME	V	1,02	-30	75

NÚMERO DE BARRA	GENERADORES	ID	VOLTAJE FIJADO [P.U]	MINIMA INDUCTIVA [MVAR]	MAXIMA CAPACITIVA [MVAR]
54	ESMERALD	T	1,01	-1	1
64	G-S.ROSA	G	1,05	-11	24
66	ELCARMEN	H	1,03	-2	4
73	GUANGOPO	D	1,02	0	14
75	MULALO69	H	1,03	0	3
79	IBARRABA	H	1,03	-4	2
81	PUCARA	H	1,03	-15	15
87	RIOBA-69	H	1,05	-4	4
89	AGOYAN	H	1	-32	25
90	AMBAT-BA	H	1,05	-1	1
92	TULCAN69	H	1,02	-1	2
93	D-PERIPA	H	1,02	-30	35
112	GUARA-BA	H	1,05	0	0
122	PAPA-ALT	H	1,05	-3	4
148	MONTE-69	T	1,03	-1	4
192	IPIA138	F	1,05	-10	20
600	G-EQIL-2	G	1,05	-10	20
601	PAUTE-AB	2	1,03	-65	60
607	PAUTE-C	2	1,04	-65	60
622	MEXICO	G	1,05	-11	13
623	GENERA	1	1,05	-30	70
627	G-PASCUA	G	0,99	-20	65
631	V-EMEL-1	V	1,04	-10	20
632	V-TRIN-1	V	1,02	-30	75
649	ECUAP-SD	1	1,03	-35	33
649	ECUAP-SD	2	1,03	-35	33
664	G-S.ROSA	G	1,05	-11	24
670	CUMBA13.	C	1,05	-40	18
681	PUCARA	H	1,03	-15	15
689	AGOYAN	H	1	-32	25
693	D-PERIPA	H	1,02	-20	35
700	G-EQIL-2	G	1,05	-10	20
701	PAUTE-AB	3	1,03	-65	60
707	PAUTE-C	3	1,05	-65	60
731	G-EMEL-1	1	1,05	-10	20
732	G-ENERGY	D	1	-20	50
764	G-S.ROSA	G	1,05	-11	24
765	VPVG-EME	V	1,05	-10	20
770	NAYON13.	N	1,03	-10	15
793	D-PERIPA	H	1,02	-20	35
801	PAUTE-AB	4	1,03	-65	60
807	PAUTE-C	4	1,05	-65	60
829	G-EQIL-3	G	1,04	-10	20
831	G-EMEL-2	2	1,05	-10	20
870	GUAN+CHI	G	1,03	-4	9
901	PAUTE-AB	5	1,03	-65	60
907	PAUTE-C	5	1,05	-65	60
929	G-EQIL-3	G	1,04	-10	20

NÚMERO DE BARRA	GENERADORES	ID	VOLTAJE FIJADO [P.U.]	MINIMA INDUCTIVA [MVAR]	MAXIMA CAPACITIVA [MVAR]
931	G-EMEL-3	3	1,05	-10	20
970	GUAL-HER	H	1,03	-40	14
1031	G-EMEL-5	5	1,05	-10	20
1131	G-EMEL-6	6	1,05	-10	20
1231	G-ALTI-1	1	1,04	-10	20
1331	G-ALTI-2	2	1,03	-10	20
1332	JAMONDIN	1	1	-100	100
1334	ZORRITOS	1	1	-32	25

Tabla L.2: Rangos de Potencia Reactiva utilizados para el control de tensión

ANEXO M

Factores que afectan la producción de electricidad en un Sistema Interconectado

Determinados factores influyen en la producción de electricidad de las unidades integrantes de un sistema eléctrico interconectado y tienen directa e indirecta influencia en los costos de producción, *confiabilidad*, y capacidad del sistema.

Factor de capacidad: este factor es definido como;

$$CP = \frac{\text{Energía Total Producida en un determinado periodo (MWh)}}{\text{Capacidad de la Unidad (MW)} \times \text{Número de horas del periodo}} \quad (\text{M.1})$$

Los factores de capacidad son utilizados para clasificar las unidades como de base, intermedio y de punta.

Modo de Operación	Rango del Factor de Capacidad
Base	Mayor a 50 %
Intermedio	20 % - 50 %
Punta	Menor de 20 %

Tabla M.1: Criterio de Electric Power Research Institute (EPRI)

N.3 Margen de Reserva del Sistema del caso base Demanda Mínima-Periodo Estiaje

No Barra	Nombre Generador	ID	Status	Mín MW	Máx. MW	Gen MW	MARGEN DE RESERVA (MW)
1	PAUTE-AB	1	Cerrado	20	100	22,49	77,51
5	C. CUENCA	H	Cerrado	4	46,4	18	28,4
7	PAUTE-C	1	Cerrado	20	100	60	40
15	LOJA	H	Cerrado	1	2,1	1,2	0,9
20	BABAHOYO	T	Cerrado	2	10	6	4
35	G.ZEVALLOS 1	V	Cerrado	20	73	30	43
36	G.ZEVALLOS 2	V	Cerrado	20	73	30	43
53	TERMOESMERALDAS	V	Cerrado	30	125	40	85
66	C.H. EL CARMEN	H	Cerrado	5	23	5	18
75	MULALO	H	Cerrado	5	8	5	3
79	IBARRA	H	Cerrado	7	10	7	3
87	RIOBAMBA	H	Cerrado	0	13,5	4,8	8,7
89	AGOYAN 1	H	Cerrado	20	78	21	57
90	AMBATO	H	Cerrado	0	5	0,9	4,1
92	TULCAN	H	Cerrado	0	5	2,22	2,78
93	C.H DAULE-PERIPA 1	H	Cerrado	30	71	40,92	30,08
112	C. GUARANDA	H	Cerrado	0	1,4	0,72	0,68
122	PAPAYACTA	H	Cerrado	0	10	6	4
601	PAUTE-AB	2	Cerrado	20	100	60	40
607	PAUTE-C	2	Cerrado	20	100	60	40
623	MACHALA POWER	1	Cerrado	80	140	80	60
631	C.T. A. SANTOS 1	V	Cerrado	5	33	15	18
632	TRINITARIA	V	Cerrado	10	130	70	60
670	C.H. CUMBAYA	C	Cerrado	10	40	30	10
681	PUCARA 2	H	Cerrado	5	35	20,1	14,9
693	C.H DAULE-PERIPA 2	H	Cerrado	20	71	40,92	30,08
707	PAUTE-C	3	Cerrado	20	100	60	40
765	POWER BARGE I	V	Cerrado	10	30	15	15
770	C.H. NAYON	N	Cerrado	10	30	20	10
829	G-ELECTROQUIL-3 G1	G	Cerrado	0	45	25,8	19,2
870	C.T.G. HER+LULUCO	G	Cerrado	3	20	6	14
970	C.H. GUANGOPOLO	H	Cerrado	5	25	15	10
1231	C.T. A.TINAJERO 1	1	Cerrado	5	38	20	18
1332	I. COLOMBIA 230 KV	1	Cerrado	220	250	220	30
Margen de Reserva del Sistema							882,33

N.6 Margen de Reserva del Sistema del caso base Demanda Mínima-Periodo Lluvioso

No Barra	Nombre Generador	ID	Status	Mín MW	Máx. MW	Gen MW	MARGEN DE RESERVA (MW)
1	PAUTE-AB	1	Cerrado	20	100	21,56	78,44
5	CUENCA	H	Cerrado	4	46,4	18	28,4
7	PAUTE-C	1	Cerrado	20	100	60	40
15	LOJA	H	Cerrado	1	2,1	1,2	0,9
35	G.ZEVALLOS 1	V	Cerrado	20	73	30	43
36	G.ZEVALLOS 2	V	Cerrado	20	73	40,8	32,2
53	TERMOESMERALDAS	V	Cerrado	30	125	75	50
66	C.H. EL CARMEN	H	Cerrado	5	23	5	18
75	MULALO	H	Cerrado	5	8	5	3
79	IBARRA	H	Cerrado	7	10	7	3
87	RIOBAMBA	H	Cerrado	0	13,5	7,8	5,7
89	AGOYAN 1	H	Cerrado	20	78	35	43
90	AMBATO	H	Cerrado	0	5	0,9	4,1
92	TULCAN	H	Cerrado	0	5	2,22	2,78
93	C.H DAULE-PERIPA 1	H	Cerrado	30	71	40,92	30,08
112	C. GUARANDA	H	Cerrado	0	1,4	0,72	0,68
122	PAPAYACTA	H	Cerrado	0	10	6	4
601	PAUTE-AB	2	Cerrado	20	100	60	40
607	PAUTE-C	2	Cerrado	20	100	60	40
623	MACHALA POWER	1	Cerrado	80	140	80	60
631	C.T. A. SANTOS 1	V	Cerrado	5	33	9	24
670	C.H. CUMBAYA.	C	Cerrado	10	40	25	15
681	PUCARA 2	H	Cerrado	5	35	20,1	14,9
689	AGOYAN 2	H	Cerrado	20	78	35	43
693	C.H DAULE-PERIPA 2	H	Cerrado	20	71	40,92	30,08
701	PAUTE-AB	3	Cerrado	20	100	60	40
707	PAUTE-C	3	Cerrado	20	100	60	40
770	C.H. NAYON	N	Cerrado	10	30	20	10
870	C.T.G. HER+LULUCO	G	Cerrado	3	20	10,8	9,2
1332	I. COLOMBIA 230 KV	1	Cerrado	220	250	220	30
Margen de Reserva del Sistema							783,46

ANEXO O

Estudio de Sobrecarga de Transformadores de Potencia

O.1 Efectos de la Sobrecarga

Este anexo identifica las causas para casos de sobrecarga de transformadores de potencia, considerando los efectos térmicos, mecánicos y eléctricos, que tienen lugar en un proceso de sobrecarga y las medidas de control que deben tomarse en cuenta para evitar daños en el transformador. El estudio está basado en La Guía de Carga de Transformadores Sumergidos en Aceite Mineral ANSI/IEEE Std C57.91-1995.

Generalidades

La aplicación de cargas que exceden el nivel de las especificaciones de placa (sobrecarga) involucran cierto grado de riesgo. A continuación se enumeran las áreas de riesgo que hay que tomar en consideración cuando se carga grandes transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa.

a) La evolución de gas libre proveniente del aislamiento del bobinado y de los conductores terminales (conductores aislados) calentados por la carga y por las corrientes de Foucault (corrientes que circulan entre y dentro de los alambres de los conductores aislados) pueden hacer peligrar la integridad dieléctrica

b) La evolución de gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas vinculadas por el flujo electromagnético producido por el bobinado o corrientes de inducidas puede también reducir la rigidez dieléctrica

c) Cuando el cálculo de la pérdida porcentual de la vida total se realiza basado en una definición arbitraria de una "vida normal" en horas, se tiene que reconocer que los resultados calculados no pueden ser tan conservadores para transformadores de más de 100 MVA como lo son para unidades más pequeñas ya que el cálculo no toma en consideración los efectos del desgaste mecánico que puede aumentar con la subida de nivel de potencia (MVA)

d) La operación a una alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son más preocupantes durante los períodos de sobrecorriente

transitoria (en falla) cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos.

e) La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas.

f) La presión acumulada en los bushings, para corrientes por encima del nivel especificado pueden dar como resultado el filtrado/goteo de empaquetaduras, pérdida de aceite, y finalmente una falla dieléctrica.

g) Un incremento en la resistencia de contactos en los cambiadores de tap, puede dar como resultado el acumulo de productos de la descomposición del aceite en una región de alta temperatura muy localizada en el punto de contacto cuando el cambiador de tap es sobrecargado. En caso extremo, esto puede dar como resultado una condición de embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una evolución violenta de gas.

h) El equipo auxiliar interno dentro del transformador como ser reactores y transformadores de medida, pueden también estar sujetos a algunos de los riesgos identificados anteriormente.

i) Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente de acuerdo con IEEE Std.C57.12.00-1993), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede también dar como resultado una presión que ocasione que entre en operación el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede igualmente crear problemas en el sistema de conservación del aceite o exponer partes eléctricas durante el enfriamiento.

Información necesaria para los cálculos de sobrecarga

Cuando se pretende efectuar cálculos para determinar la capacidad de carga de un transformador, es necesario buscar la siguiente información de las especificaciones o en el reporte de ensayo final:

- a) Elevación de la temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada (nominal)

- b) Elevación de la temperatura del aceite de la parte inferior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada

- c) Elevación promedio de la temperatura en el conductor por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada

- d) Elevación de la temperatura en el punto más caliente del bobinado por encima de la temperatura ambiente a carga nominal

- e) Pérdidas de carga a carga nominal

- f) Pérdida en el núcleo en vacío

- g) Pérdida total a carga nominal

- h) Peso del conjunto de núcleo y bobina

i) Peso del tanque y accesorios

NOTA - Para propósitos de cálculo térmico transitorio, el peso del tanque y los accesorios que se utilizará será únicamente de aquellas porciones que están en contacto con aceite calentado.

j) Volumen del aceite en el tanque y en el equipo de refrigeración (excluyendo los compartimentos LTC, los tanques de expansión del aceite, etc.)

Para toda la información citada de a) a f), hay que indicar las condiciones bajo las que se hicieron las mediciones (carga, temperatura ambiente, tap, etc.). Si se provee datos de prueba provenientes de unidades térmicamente similares, entonces los datos indicados en el reporte de prueba tienen que corregirse por el fabricante utilizando las características reales del diseño (pérdidas, superficie refrigerante, etc.) del transformador suministrado.

Cálculos más precisos de la capacidad de carga pueden realizarse utilizando la siguiente información adicional:

k) Pérdida de carga en caso de carga nominal y extremos de tap ó todas las combinaciones de tap posibles

l) Resistencia del bobinado en caso de los extremos del tap ó todas las combinaciones de tap posibles

m) Pérdida total por dispersión y corrientes de Foucault como porcentaje de la pérdida total de carga y pérdida estimada por dispersión y por corrientes parásitas

n) Pérdida por corrientes de Foucault por unidad en un lugar de punto caliente

o) Altura del bobinado por unidad hasta el lugar del punto caliente

La prueba de elevación de temperatura (calentamiento) se realiza en la posición de tap de pérdida máxima. Estos datos dan como resultado predicciones conservadoras de la capacidad de carga cuando el transformador está operando en otra toma que la de pérdida máxima. Para lograr predicciones más precisas de la capacidad de un transformador basadas en el ciclo real de carga y las conexiones de tap, se podrá efectuar varios ajustes en los datos presentados en

el informe de prueba antes de utilizar los datos como punto de partida en cálculos de carga. Estos ajustes se dan en lo siguiente:

p) Ciclo de carga en kVA en la combinación real de las conexiones de tap

q) Utilice las pérdidas de carga medidas o calculadas para la conexión de tap

r) Corrija los datos de la prueba de elevación de temperatura para las pérdidas menores o corriente nominal diferente

s) Determine si el gradiente del bobinado cambia en los puntos más calientes cuando cambian las conexiones de tap.

El cálculo del efecto de la operación del cambiador de tap bajo carga (LTC) en las predicciones de carga es un tema extremadamente complicado y controversial, y su efecto puede variar según el fabricante. Para algunos diseños el efecto de la operación del cambiador de tap bajo carga puede tener un efecto insignificante sobre la elevación de la temperatura en el bobinado del transformador.

O.2 Carga de los Transformadores de Potencia

Tipos de carga y su interrelación

Toda sobrecarga puede exponer el aislamiento a temperaturas mayores a las especificadas por el fabricante. Se ha definido cuatro diferentes condiciones de carga por encima de las especificaciones de placa. Existiendo la probabilidad de mayor riesgo en cada carga sucesiva con su temperatura incrementada respectiva. Por cada mayor temperatura, se puede suponer que hay que añadir una condición de carga de mayor riesgo a toda condición de bajo riesgo aceptada por el usuario excepto para la carga de emergencia de corto tiempo. Los cuatro tipos de carga son los siguientes:

- a) Carga con expectativa de vida normal
- b) Carga planificada por encima de las especificaciones de placa
- c) Carga de largo tiempo de emergencia
- d) Carga de corto tiempo de emergencia

Temperatura del aceite superior	110 °C
Temperatura en los puntos más calientes del conductor	180 °C
Carga máxima	200%

Tabla O.1 - Sugerencias de límites de temperatura y de carga para transformadores de potencia con elevación de 65 °C por encima de las especificaciones de placa

	Carga con expectativa normal de vida	Carga planificada por encima de especific. De placa	Carga de largo tiempo de emergencia	Carga de corto tiempo de emergencia
Temperatura en los puntos más calientes del conductor aislado, en °C	120*	130	140	180†
Otra temperatura en puntos calientes metálicos (en contacto o no en contacto con el aislamiento), en °C	140	150	160	200
Temperatura del aceite superior, en °C	105	110	110	110

* 100 °C sobre una base continua de 24 hs

† El burbujeo puede producir un riesgo potencial para la rigidez dieléctrica del transformador. Hay que tomar este riesgo en cuenta cuando se aplica esta guía.

Tabla O.2 - Sugerencias de límites máximos de temperatura para los cuatro tipos de carga

Usualmente los límites de la temperatura en los puntos calientes en otras partes metálicas que no estén en contacto con el aislamiento son límites del diseño y son calculados por el fabricante cuando se somete una especificación de sobrecarga como parte de las especificaciones de compra.

Carga con expectativa de vida normal

Generalidades

La carga base de un transformador de potencia para una expectativa de vida normal es una carga continua con potencia nominal de salida en las condiciones usuales tales como las indicadas en el IEEE Std C57.12.00-1993. Se supone que la operación en estas condiciones es equivalente a la operación a una temperatura ambiente promedio de 30 °C para el aire refrigerante ó 25 °C para el agua refrigerante. La expectativa de vida normal es el resultado de una operación a una temperatura continua en los puntos más calientes de los conductores de 110 °C (ó una temperatura variable equivalente con un máximo de 120 °C en cada período de 24 horas). La temperatura de 110 °C en los puntos más calientes está basada en la elevación de 80 °C en los puntos más calientes sumada a la temperatura ambiente promedio estándar de 30 °C.

Los transformadores pueden operarse por encima de la temperatura promedio en los puntos más calientes de 110 °C durante períodos cortos siempre que se los opera durante períodos mucho más largos a temperaturas por debajo de 110 °C. Esto es debido al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo y por consiguiente permite que cargas por encima de las especificaciones se lleven a cabo en forma segura en condiciones múltiples sin afectar la expectativa de vida normal del transformador.

Carga con expectativa de vida normal a la temperatura del aceite superior

La temperatura del aceite superior sola no debe utilizarse como guía para cargar transformadores de potencia. El gradiente en los puntos más calientes y el gradiente del aceite superior en caso de plena carga tienen que ser determinados por medio de pruebas de fábrica ó, si faltan datos hay que suponer un valor. El gradiente en los puntos más calientes y el gradiente del aceite superior con plena carga tienen que corregirse de acuerdo con la carga real. El gradiente restado de 110 °C dará la temperatura máxima permisible para una expectativa de vida normal. Hay que reconocer que, debido a la inercia térmica en la elevación del aceite, un transformador necesita tiempo para alcanzar una temperatura estable después de cada cambio en la carga.

Carga planificada por encima de las especificaciones de placa

La carga planificada por encima de las especificaciones de placa da como resultado que ó la temperatura de los conductores en los puntos más calientes ó la temperatura del aceite superior excedan las temperaturas sugeridas en tabla O.2 para cargas con expectativa de vida normal, y el usuario la acepta como una carga normal, planificada repetitiva.

Usualmente la carga planificada por encima de las especificaciones de placa está restringida para transformadores que no llevan una carga continua estable. En la tabla O.2 presentamos las temperaturas sugeridas en los puntos más calientes de los conductores. La carga planificada por encima de las especificaciones de placa es determinada por una condición en que un transformador es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de 120°C-130°C. El lapso de tiempo en que un transformador opere dentro del rango de 120°C-130°C tiene que determinarse a través de los cálculos de pérdida de vida del aislamiento, tomando en cuenta el ciclo específico de carga. Las características de este tipo de carga son fallas no sistemáticas, incidencias regulares y comparativamente frecuentes y, la

expectativa de vida es menor que en caso de carga dentro de las especificaciones de placa.

Carga de emergencia por largo tiempo

Una carga de emergencia por largo tiempo es el resultado de la falla prolongada de algún elemento de la red y causa que ó la temperatura en los puntos más calientes de los conductores ó la temperatura del aceite superior excedan la temperatura sugerida para una carga planificada por encima de las especificaciones de placa. Esta no es una condición normal de operación, pero puede persistir durante algún tiempo. Se espera que ocurrencias de esta clase sean poco frecuentes. Se puede aplicar cargas de emergencia por largo tiempo en transformadores que llevan cargas continuas estables, pero hay que determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable. La temperatura máxima del aceite no debe nunca exceder los 110°C.

La carga de emergencia por largo tiempo es determinada por una condición en que un transformador de potencia es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de temperatura de 120°C-140°C. Las características de este tipo de carga son una falla de largo tiempo de

un elemento de transmisión de la red, dos o tres ocurrencias por encima del tiempo de vida normal del transformador en que cada ocurrencia puede durar varios meses, y el riesgo es mayor que en caso de carga planificada por encima de las especificaciones de placa.

Carga de emergencia por corto tiempo

Una carga de emergencia por corto tiempo es una carga excepcionalmente grande originada por la ocurrencia de uno o varios acontecimientos improbables que disturben seriamente la carga normal de la red y causan que ó la temperatura en los puntos más calientes de los conductores ó la temperatura del aceite superior exceda los límites de temperatura sugeridos para cargas planificadas por encima de las especificaciones de placa. La aceptación de estas condiciones por tiempo breve puede ser preferible a otras alternativas. En tabla 4 presentamos las temperaturas sugeridas para los puntos más calientes de los conductores. La temperatura del aceite superior no tiene que exceder nunca los 110°C. Esperamos que este tipo de carga, con su riesgo mayor, ocurra con poca frecuencia.

Una carga de emergencia por corto tiempo es determinada por una condición de carga en que el transformador es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes esté hasta de 180°C durante un tiempo breve. Las características de este tipo de carga son una serie de condiciones improbables en el sistema de transmisión (segunda o tercera eventualidad), una o dos ocurrencias por encima del tiempo de vida normal del transformador, y el riesgo es mayor que en caso de carga de emergencia por largo tiempo.

Hay que realizar cálculos para determinar si la pérdida de vida del aislamiento durante la emergencia de corto tiempo es aceptable para el ciclo específico de carga.

O.3 Resultados

La posibilidad de sobrecarga de un banco de transformadores de 3x25 MVA, 230kV/69kV, perteneciente a TRANSELECTRIC S.A. con estados de precarga (carga previa a la sobrecarga) variable, por lapsos de 15 y 30 minutos, con una temperatura promedio de 30-40 °C dio como resultado los siguientes datos

TIEMPO	PRECARGA	SOBRECARGA					
		110	120	130	140	150	160
15 minutos	50		110,21	118,7	127,75	137,34	147,48
	70		122,22	113,73	131,27	140,86	151
	80	107,83	115,75	124,24	133,29	142,89	153,02
	100	112,35	120,27	128,76	137,81	147,41	157,54
30 minutos	50		125,38	136,64	148,59	161,21	174,5
	70		125,38	136,64	148,59	161,21	174,5
	80	114,83	125,38	136,64	148,59	161,21	174,5
	100	114,83	125,38	136,64	148,59	161,21	174,5

Tabla O.3: Temperatura del punto mas cliente °C

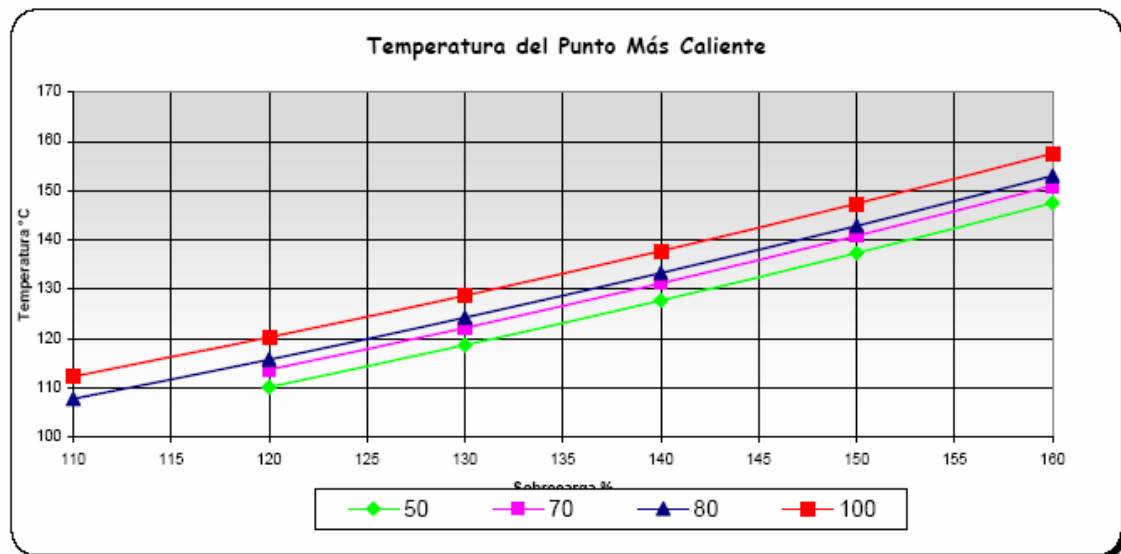


Figura O.1: Temperatura del punto mas caliente

TIEMPO	PRECARGA	SOBRECARGA					
		110	120	130	140	150	160
15 minutos	50		104,51	112,86	121,77	131,21	141,19
	70		104,68	113,03	121,94	131,38	141,36
	80	96,98	104,78	113,13	121,94	131,38	141,36
	100	97,22	105,02	113,37	122,28	131,73	141,7
30 minutos	50		105,3	113,82	122,89	132,52	142,68
	70		105,3	113,82	122,89	132,52	142,68
	80	97,36	105,3	113,82	122,89	132,52	142,68
	100	97,36	105,3	113,82	122,89	132,52	142,68

Tabla O4: Temperatura del aceite de la parte superior (TOP-OIL) °C

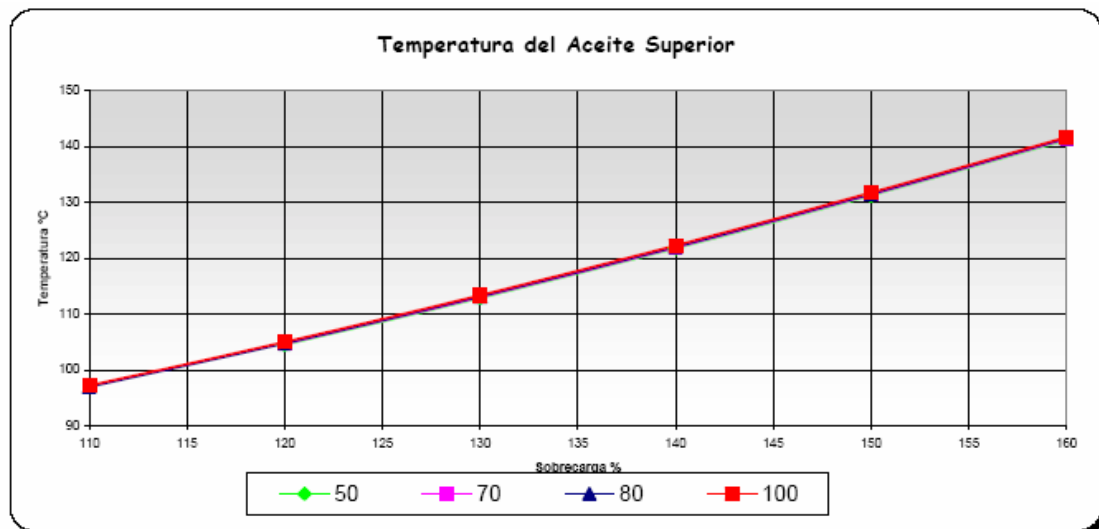


Figura O.2: Temperatura del aceite superior

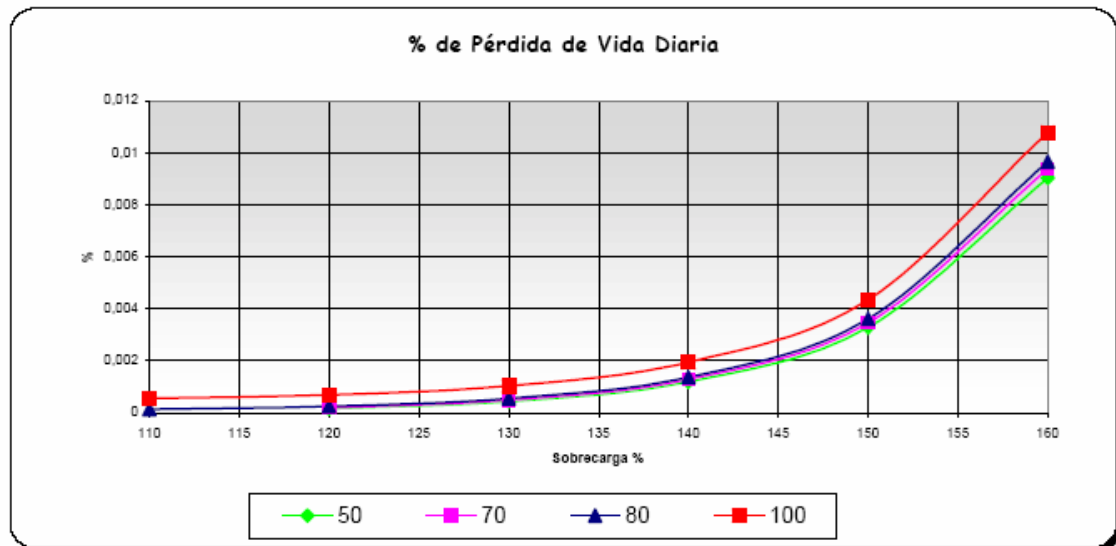


Figura O.3: Porcentaje de pérdida de vida diaris

Se nota en estos resultados que el transformador puede soportar sobrecargas de cercanas al 30% en un periodo de 30 minutos, Debido a que en el punto más caliente no supera la temperatura de inicio de burbujeo en aislamiento y la temperatura del aceite esta dentro de los márgenes permitidos. Además el porcentaje de perdida vida diario es máximo 0,013%